

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação do Impacto da Elasticidade da Carga no Preço de
Mercado, Considerando a Presença de PRE**

Filipe Manuel Coelho Moreira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva
Co-Orientador: Engenheiro José Carlos Sousa
Co-Orientador: Engenheiro Virgílio Mendes

Porto, setembro de 2014

A Dissertação intitulada

***“Avaliação do Impacto da Elasticidade da Carga no Preço de Mercado,
Considerando a Presença de PRE”***

foi aprovada em provas realizadas em 06-10-2014

o júri



Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professor Auxiliar da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de
Coimbra



Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Filipe Manuel Coelho Moreira

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O setor elétrico sofreu um processo de reestruturação que veio revolucionar o Mercado de Eletricidade. O modelo novo permitiu introduzir um mercado de concorrência inexistente até à data, favorecendo atividades como a produção e comercialização. O MIBEL surgiu no intuito de criar um mercado interno a nível europeu, que integrasse o setor elétrico de Portugal e Espanha, cumprindo determinadas Diretivas Europeias na altura da sua implementação.

Nesta nova abordagem as propostas são enviadas ao Operador de Mercado que as ordena devidamente consoante o seu tipo, quer sejam venda ou compra, permitindo obter o preço de mercado para cada hora do dia seguinte, *Day-Ahead Market*, através da interseção entre a curva gerada pelas propostas de venda e a curva gerada pelas propostas de compra.

A sensibilidade das variações das quantidades de um determinado produto face às alterações verificadas no seu preço e de outras variáveis explicativas são definidas pelo conceito de elasticidade. A elasticidade da procura traduz-se pela inclinação que a curva da procura apresenta, ou seja, quanto menor o declive, maior será a elasticidade, que implica uma maior sensibilidade à ocorrência do aumento do preço. Pode-se portanto afirmar que se a curva da procura apresenta um carácter elástico, em caso de ocorrer um aumento de preço a quantidade procurada será menor. Uma vez que a energia é um bem essencial, diz-se que esta apresenta um carácter inelástico, portanto o impacto que o aumento da elasticidade da carga tem no preço de mercado é dado pela diferença entre o preço inicial e o preço obtido após alteração do declive da reta que aproxima a curva das compras. Dessa forma são linearizadas as duas curvas, das vendas e das compras, em expressões do tipo ($Y = mx + b$). Alterando o declive da reta que aproxima a curva das compras e mantendo a reta que aproxima a curva das vendas inalterada, obter-se-á um novo preço de mercado, uma vez que a interseção se dará num ponto distinto. Foi portanto desenvolvida uma aplicação computacional, na linguagem de programação Visual Basic, que permitisse variar o declive da reta que aproxima a curva das compras e procedeu-se a análise do impacto que esta teve no preço de mercado para o mês de julho e dezembro de 2012.

Palavras-chave: Mercados de Eletricidade, MIBEL, Preço de mercado, Declive, Elasticidade da carga.

Abstract

The electrical sector has undergone a restructuring process that revolutionized the Electricity Market. The new model allowed the development of a market built on competition (that was, until that period, non-existent) favouring activities such as production and commercialization. The MIBEL came to be with the intention of creating an internal market at the European level that integrated the Portuguese and Spanish electrical sector, following European Directives at the time of its implementation.

In this new approach, the proposals are sent to the Market Operator that sorts them conveniently according to type, either they're for buying or selling, allowing to obtain the market price for each hour of the next day, Day-Ahead Market, through the intersection between the curve generated by the buying proposals and the selling proposals.

The sensibility of the variation in the quantity of a certain product compared to the modifications observed in its price and other variables is defined by the concept of elasticity. The elasticity of the Demand is observed by the slope presented by the demand curve, i.e. , the smaller the slope the bigger the elasticity, which implies a larger sensibility to the occurrence of rising prices. Therefore, it can be stated that if the demand curve presents an elastic character, in the case of rising prices, the quantity will decrease. Bearing in mind that Energy is an essential commodity, we can say that it presents an inelastic character, therefore the load elasticity impact on market price is defined by the market price variation, varying the demand curve inclination. To that effect, linear equations ($Y = mx + b$) of both existing curves (buys and sales) should be used. By modifying the slope of the line that represents the buys while maintaining the line that represents sales unaltered, a new market price is obtained, given that the intersection will occur at a distinct point. Therefore, a computer application was developed in Visual Basic in order to allow the slope variation in the line that represents the buys curve, followed by an impact analysis that it had on the market price for the months of July and December of 2012.

Key-Words: Electricity Markets, MIBEL, Market price, slope, load elasticity

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer aos meus pais e irmão por todo o apoio, compreensão e constante incentivo prestado durante todo o meu percurso académico. Agradeço-lhes por confiarem em mim mesmo nos momentos mais difíceis e por fazerem de mim a pessoa que sou hoje.

Agradeço a Mariana por todo o carinho, constante motivação, disponibilidade e compreensão demonstrada nos bons e maus momentos e por ter sido incansável durante toda esta etapa, fazendo-me sempre acreditar que eu seria capaz de alcançar esta meta.

Ao Professor João Paulo Tomé Saraiva por toda a disponibilidade para esclarecimentos prestados ao longo de todo o projeto, assim como todos os conselhos que se revelaram essenciais no desenvolvimento do mesmo.

À EDP produção, em especial aos Engenheiros José Carlos Sousa e Virgílio Mendes por todo o apoio e disponibilidade no esclarecimento de dúvidas, sugestões e fornecimento de dados para a realização deste trabalho.

A todos os meus amigos que representam uma fatia tão importante na minha vida, por todos os momentos vividos, partilha de sonhos, superações, sucessos atingidos e por fazerem desta jornada muito mais emocionante e completa.

O meu especial obrigado,

Filipe Moreira

“In order to succeed, your desire for success should be greater than your fear of failure.”
Bill Cosby

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento e objetivos	1
1.2 - Estrutura do documento	2
Capítulo 2	5
Mercados de Eletricidade.....	5
2.1 - O Setor Elétrico no passado	5
2.2 - O Setor Elétrico - razões da mudança	7
2.3 - O novo modelo	8
2.4 - Modelo em <i>Pool</i>	9
2.4.1 - <i>Pool</i> Simétrico	10
2.4.2 - <i>Pool</i> Assimétrico	12
2.4.3 - Modelos Obrigatórios e Voluntários.....	13
2.4.4 - Contratos Bilaterais	13
2.4.5 - Modelos Mistos.....	15
2.4.6 - Diretivas Europeias	16
Capítulo 3	19
Mercado Ibérico de Eletricidade	19
3.1 - Caracterização do Setor Elétrico Português	19
3.1.1 - Aspetos Gerais.....	19
3.1.2 - Organização do Setor Elétrico Português	21
3.2 - Caracterização do Setor Elétrico Espanhol	25
3.2.1 - Aspetos Gerais.....	25

3.2.2 - Organização do Setor Elétrico Espanhol	26
3.3 - MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade	30
3.3.1 - Aspectos Gerais.....	30
3.3.2 - Organização estrutural do MIBEL.....	32
3.3.3 - OMIP.....	33
3.3.4 - OMIE.....	35
3.3.5 Interligações - <i>Market Splitting</i>	37
3.3.6 - Serviços de Sistema	38
Capítulo 4	41
Metodologia Desenvolvida.....	41
4.1 - Introdução	41
4.2 - Elasticidade da Procura	41
4.3 - Descrição da Metodologia.....	43
4.4 - Exemplo Ilustrativo	50
4.5 - Diagrama da Aplicação Computacional.....	54
4.6 - Ilustração da Aplicação Computacional	57
Capítulo 5	59
Resultados	59
5.1 - Introdução	59
5.2 - Semana 1 a 7 de julho de 2012	60
5.2.1 - Dia 1 de julho de 2012	60
5.2.2 - Dia 2 de julho de 2012	63
5.2.3 - Dia 3 de julho de 2012	67
5.2.4 - Dia 4 de julho de 2012	70
5.2.5 - Dia 5 de julho de 2012	74
5.2.6 - Dia 6 de julho de 2012	78
5.2.7 - Dia 7 de julho de 2012	81
5.3 - Semana 1 a 7 dezembro 2012	85
5.3.1 - Dia 1 de dezembro de 2012	85
5.3.2 - Dia 2 de dezembro de 2012	88
5.3.3 - Dia 3 de dezembro de 2012	92
5.3.4 - Dia 4 de dezembro de 2012	95
5.3.5 - Dia 5 de dezembro de 2012	98
5.3.6 - Dia 6 de dezembro de 2012	102
5.3.7 - Dia 7 de dezembro de 2012	105
5.4 - Preço Médio de Mercado - Julho.....	109
5.5 - Preço Médio de Mercado - Dezembro.....	111
Capítulo 6	115
Conclusão	115
6.1 - Síntese e conclusões	115
6.2 - Trabalhos futuros.....	117
Referências	119

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	6
Figura 2.2 - Sequência cronológica da evolução do setor elétrico [1].	8
Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].	8
Figura 2.4 - Funcionamento dum pool simétrico [1].	10
Figura 2.5 - Funcionamento dum pool assimétrico [1].	12
Figura 2.6 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato às diferenças [1].	14
Figura 2.7 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].	15
Figura 3.1 - Organização estrutural do SEN de acordo com a legislação de 1995 [7].	20
Figura 3.2 - Organização estrutural atual do setor elétrico nacional [14].	21
Figura 3.3 - Evolução anual do comprimento total das redes de distribuição em Portugal relativos à EDP [13].	23
Figura 3.4 - Cadeia de valor do SEN [7].	25
Figura 3.5 - Estrutura organizacional atual do setor elétrico espanhol [18].	27
Figura 3.6 - Evolução anual do comprimento total das linhas de distribuição em Espanha relativamente a HC Energia Distribución [13].	29
Figura 3.7 - Sequência cronológica dos eventos relevantes para a criação do MIBEL [18].	31
Figura 3.8 - Esquema organizativo do MIBEL [3].	32
Figura 3.9 - Organização estrutural do OMIP e OMIClear [27].	33
Figura 3.10 - Obtenção do preço de mercado por interseção da curva de Oferta e de Procura [30].	36
Figura 3.11 - Cronologia e características das várias sessões intradiárias [31].	37
Figura 3.12 - Market Splitting [30].	38
Figura 4.1 - Conceito de elasticidade aplicado na curva da procura.	42
Figura 4.2 - Caracterização do tipo da elasticidade da procura.	43
Figura 4.3 - Organização dos dados disponibilizados pelo Operador de Mercado.	44
Figura 4.4 - Exemplo para a hora 1 do dia 01/12/2012 da curva de vendas e compras com pontos usados para linearização.	45

Figura 4.5 - Exemplo para a hora 1 do dia 1/12/2012 com linearização da reta de compras e ponto D.....	48
Figura 4.6 - Exemplo duma possível variação de declive na equação de reta que aproxima a curva das compras.....	49
Figura 4.7 - Curvas agregadas de compra e venda relativas a hora 1 do dia 01/12/2012.	51
Figura 4.8 - Retas que aproximam a curva das vendas e das compras para a hora 1 do dia 01/12/2012.	53
Figura 4.9 - Reta que aproxima a curva das vendas e nova reta que aproxima curva das compras para a hora 1 do dia 1/12/2012.....	54
Figura 4.10 - Diagrama representativo da aplicação computacional.	55
Figura 4.11 - Escolha do ficheiro com as propostas a partir do computador.....	57
Figura 4.12 - Introdução de dia e hora.....	57
Figura 4.13 - Preço de mercado, energia negociada e novo preço de mercado com correspondente energia negociada.	58
Figura 4.14 - Resultados obtidos com a aplicação computacional para o dia 5 de dezembro de 2012.	58
Figura 5.1 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 01/07/2012.	61
Figura 5.2 - Diferença entre o preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 01/07/2012.	61
Figura 5.3 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 01/07/2012.	62
Figura 5.4 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 9 e 23 do dia 01/07/2012.	63
Figura 5.5 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 02/07/2012.	64
Figura 5.6 - Diferença entre o preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 02/07/2012.....	65
Figura 5.7 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 02/07/2012.	66
Figura 5.8 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 5 e 23 do dia 02/07/2012.	66
Figura 5.9 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 03/07/2012.	68
Figura 5.10 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 03/07/2012.....	68
Figura 5.11 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 03/07/2012.	69
Figura 5.12 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 5 e 23 do dia 03/07/2012.	70
Figura 5.13 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 04/07/2012.	71

Figura 5.14 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 04/07/2012.	72
Figura 5.15 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 04/07/2012.	73
Figura 5.16 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 10 e 24 do dia 04/07/2012.	73
Figura 5.17 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 05/07/2012.	75
Figura 5.18 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 05/07/2012.	75
Figura 5.19 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 05/07/2012.	76
Figura 5.20 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 8 e 19 do dia 05/07/2012 para o MIBEL.	77
Figura 5.21 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 13 do dia 05/07/2012 para Portugal.	77
Figura 5.22 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 06/07/2012.	79
Figura 5.23 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 06/07/2012.	79
Figura 5.24 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 06/07/2012.	80
Figura 5.25 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 6 e 22 do dia 06/07/2012 no MIBEL.	81
Figura 5.26 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 18 do dia 06/07/2012 em Portugal.	81
Figura 5.27 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 07/07/2012.	82
Figura 5.28 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 07/07/2012.	83
Figura 5.29 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 07/07/2012.	84
Figura 5.30 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 11 e 18 do dia 07/07/2012.	85
Figura 5.31 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 7 do dia 07/07/2012... ..	85
Figura 5.32 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 01/12/2012.	86
Figura 5.33 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 01/12/2012.	87
Figura 5.34 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 01/12/2012.	88
Figura 5.35 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 3 e 11 do dia 01/12/2012.	88
Figura 5.36 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 02/12/2012.	89

Figura 5.37 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 02/12/2012.	90
Figura 5.38 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 02/12/2012.	91
Figura 5.39 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 16 e 20 do dia 02/12/2012.	91
Figura 5.40 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 03/12/2012.	93
Figura 5.41 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 03/12/2012.	93
Figura 5.42 - Energia Negociada e variações de 20% e 50% para o dia 03/12/2012.	94
Figura 5.43 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 2 e 10 do dia 03/12/2012.	94
Figura 5.44 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 04/12/2012.	96
Figura 5.45 - Diferença entre Preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 04/12/2012.	96
Figura 5.46 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 04/12/2012.	97
Figura 5.47 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 17 do dia 04/12/2012.	98
Figura 5.48 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 05/12/2012.	99
Figura 5.49 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 05/12/2012.	100
Figura 5.50 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 05/12/2012.	101
Figura 5.51 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 5 e 10 do dia 05/12/2012.	101
Figura 5.52 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 06/12/2012.	103
Figura 5.53 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 06/12/2012.	103
Figura 5.54 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 06/12/2012.	104
Figura 5.55 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 3 e 11 do dia 06/12/2012.	105
Figura 5.56 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 07/12/2012.	106
Figura 5.57 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 07/12/2012.	107
Figura 5.58 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 07/12/2012.	108
Figura 5.59 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 22 do dia 07/12/2012.	108

Figura 5.60 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada hora do mês de julho de 2012.	109
Figura 5.61 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada hora do mês de julho de 2012.....	109
Figura 5.62 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada dia do mês de julho de 2012.	110
Figura 5.63 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada dia do mês de julho de 2012.	111
Figura 5.64 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada hora do mês de dezembro de 2012.	111
Figura 5.65 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada hora do mês de dezembro de 2012.....	112
Figura 5.66 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada dia do mês de dezembro de 2012.	113
Figura 5.67 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada dia do mês de dezembro de 2012.	113

Lista de tabelas

Tabela 4.1 - Valores de energia e preço referente ao ponto B e C.	51
Tabela 4.2 - Valores de energia e preço referente ao ponto A e B.	52
Tabela 5.1 - Impacto da elasticidade da carga no dia 01/07/2012.	60
Tabela 5.2 - Impacto da elasticidade da carga no dia 02/07/2012.	64
Tabela 5.3 - Impacto da elasticidade da carga no dia 03/07/2012.	67
Tabela 5.4 - Impacto da elasticidade da carga no dia 04/07/2012.	71
Tabela 5.5 - Impacto da elasticidade da carga no dia 05/07/2012.	74
Tabela 5.6 - Impacto da elasticidade da carga no dia 06/07/2012.	78
Tabela 5.7 - Impacto da elasticidade da carga no dia 07/07/2012.	82
Tabela 5.8 - Impacto da elasticidade da carga no dia 01/12/2012.	86
Tabela 5.9 - Impacto da elasticidade da carga no dia 02/12/2012.	89
Tabela 5.10 - Impacto da elasticidade da carga no dia 03/12/2012.	92
Tabela 5.11 - Impacto da elasticidade da carga no dia 04/12/2012.	95
Tabela 5.12 - Impacto da elasticidade da carga no dia 05/12/2012.	99
Tabela 5.13 - Impacto da elasticidade da carga no dia 06/12/2012.	102
Tabela 5.14 - Impacto da elasticidade da carga no dia 07/12/2012.	106

Abreviaturas e Símbolos

ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CESUR	<i>Contratos de Energia para el Suministro de Último Recurso</i>
CUR	Comercializador Último Recurso
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IF	Intermediação Financeira
ISO	<i>Independent System Operator</i>
LOSEN	<i>Ley Organica del Sector Eléctrico Nacional</i>
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MC	Mercados Centralizados
ML	Mercado Liberalizado
MLE	<i>Marco Legal Estable</i>
MR	Mercado Regulado
MT	Média Tensão
OMI	Operador de Mercado Único
OMIE	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - Pólo Português
OTC	<i>Over The Counter</i>
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
RD	Rede de Distribuição
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais
RLIE	Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RT	Rede Transporte
SA	Serviços Auxiliares
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SENV	Sistema Elétrico Não Vinculado
SEP	Sistema Elétrico Público
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
UE	União Europeia

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e objetivos

O trabalho desenvolvido na presente dissertação foi efetuado no âmbito da conclusão do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, através de uma colaboração entre a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e a EDP Produção. O tema encontra-se inserido na área de especialização em Mercados de Energia e o seu principal foco consiste em analisar o impacto da elasticidade da carga no Preço de Mercado, considerando a Produção em Regime Especial. Este tema permite analisar e compreender o funcionamento do mercado de eletricidade português, neste caso, o MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade.

A situação económica atual vivida um pouco por todo o mundo não é a mais favorável dos últimos anos, como tal, sendo a energia elétrica indispensável à vida quotidiana, é seguro afirmar que o estudo dos fatores que influenciam o seu custo representa um bom princípio para atenuar o preço praticado diariamente em cada hora do dia. Desta forma, este trabalho centra-se essencialmente no impacto que as variações na elasticidade da carga podem provocar durante esse tempo, no preço de mercado final.

O preço de mercado da eletricidade representa, atualmente, uma informação de enorme valor pelo facto da energia elétrica ostentar um carácter inelástico, ou seja, a carga é menos sensível às variações de preço e portanto o aumento do preço não condiciona de forma tão sensível a quantidade do bem a obter. Com o aumento dos produtores de PRE e a sua constante competição, as variações nesse mesmo preço são inevitáveis. Para se determinar o preço de fecho de mercado, as propostas são ordenadas pelo Operador de Mercado de forma a constituir duas curvas distintas, a curva agregada das vendas e a curva agregada das compras. A interseção dessas duas curvas representa o preço de fecho de mercado, sendo que a elasticidade da carga

condiciona de forma direta esse mesmo ponto de interseção, pelo facto de introduzir uma nova inclinação na curva das compras que influencia o ponto de equilíbrio. O aumento da elasticidade da carga determina uma alteração da inclinação dessa curva, portanto, origina um preço de mercado distinto e também uma nova quantidade de energia negociada associada. Considerando essas variações e analisando a variação sofrida no preço de mercado é possível retirar conclusões acerca do impacto que a elasticidade da carga introduz no preço de mercado final.

1.2 - Estrutura do documento

A presente dissertação encontra-se organizada em seis capítulos. O presente capítulo visa enquadrar o trabalho desenvolvido, assim como apresentar os objetivos propostos na realização desta dissertação.

Relativamente ao 2º capítulo, este visa introduzir e contextualizar o trabalho desenvolvido. É apresentada a evolução e organização dos mercados de eletricidade, desde o seu início à sua reestruturação e modelo atual de exploração. São referidas as razões para esta mudança, assim como conceitos fundamentais do novo modelo, como os diferentes tipos de *Pool* e Diretivas Europeias que impulsionaram essa reestruturação do setor elétrico ocorrida nas últimas décadas na Europa.

O 3º capítulo introduz o mercado ibérico de eletricidade descrevendo-se o funcionamento e organização relativos aos setores Elétricos Português e Espanhol para, de seguida, proceder à abordagem da criação do Mercado Ibérico de Eletricidade - *MIBEL*. São apresentadas as motivações que fundamentaram a criação desse mercado, a sua estrutura e seu carácter legislativo e estrutural, com alusão ao Operado de Mercado em Portugal e em Espanha e ao procedimento utilizado na ocorrência de congestionamento das interligações entre os dois países

O 4º capítulo diz respeito à metodologia desenvolvida para avaliar o impacto que a elasticidade da carga exerce sob o preço de mercado. Numa primeira fase é descrita a metodologia implementada para obter o preço de mercado para qualquer hora do dia. Em seguida descreve-se o processo que foi adotado para calcular o novo preço de mercado com a variação do declive da reta que aproxima a curva das compras de forma a permitir variar a elasticidade da carga e estudar o seu impacto no preço de mercado. Este capítulo inclui ainda um exemplo ilustrativo com todos os cálculos realizados assim como uma descrição e ilustração da aplicação computacional que foi desenvolvida.

Relativamente ao 5º capítulo, Resultados, são analisados os preços de mercado e consequente quantidade de energia negociada para cada hora sem e com variações na elasticidade da procura. O estudo feito é referente à primeira semana dos meses de julho e de dezembro de 2012 e são apresentados os valores médios do preço de mercado para cada hora

e também para cada dia dos dois meses em questão. É também feita uma referência aos períodos de tempo em que ocorre *Market Splitting*.

O 6º e último capítulo, Conclusões, apresenta as determinações finais do trabalho considerando o impacto do aumento da elasticidade da carga observado no preço de mercado, assim como os possíveis trabalhos futuros que possam vir a decorrer no âmbito do tema da presente dissertação.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

2.1 - O Setor Elétrico no passado

O setor elétrico, desde a sua implementação, sofreu profundas alterações na sua estrutura. Numa fase inicial, devido às cargas serem diminutas em relação aos dias de hoje e também às tecnologias de produção pouco desenvolvidas e em número reduzido, as redes elétricas utilizadas eram de baixa potência [1].

Com o passar dos anos, a afirmação da eletricidade como um bem essencial à vida quotidiana e o surgimento de novas indústrias originou um natural aumento de cargas que, por sua vez, impulsionou o aparecimento de novas tecnologias de exploração energética, entre elas, aproveitamentos hidroelétricos, muitas vezes afastados dos centros de consumo. Essa distância requereu a implementação de redes de transporte de elevada tensão, com vista a minimizar perdas. O desenvolvimento por sua vez obrigou a uma extensão geográfica dos sistemas elétricos, passando estes a dimensões maiores e abrangendo o território que coincidia com as dimensões de um país. Por motivos de estabilidade e segurança na sua exploração os sistemas elétricos foram-se interligando [1].

A estrutura do setor elétrico apresentava características distintas consoante o país em questão. Em Portugal, até 1975, o setor elétrico baseava-se na atribuição de concessões a entidades privadas. Nesse mesmo ano, surgiu a sua reestruturação e nacionalização, tendo Portugal adotado uma estrutura vertical do seu setor elétrico, com a criação da EDP - EP, posteriormente transformada em EDP - S.A.. Objetivamente, podem ser consideradas duas linhas condutoras claras relativamente a organização da indústria elétrica, independentemente do modelo de propriedade ser público ou privado e do número de empresas que atuam no setor elétrico [1].

- Estrutura verticalmente integrada, onde a mesma empresa é responsável pela produção, transporte e distribuição e relacionamento com os clientes finais;
- Diversas empresas a atuar no mesmo país, existindo áreas concessionadas a cada uma delas, pelo que não havia qualquer competição. Os consumidores eram obrigados a vincular-se à empresa concessionária da sua área de residência.

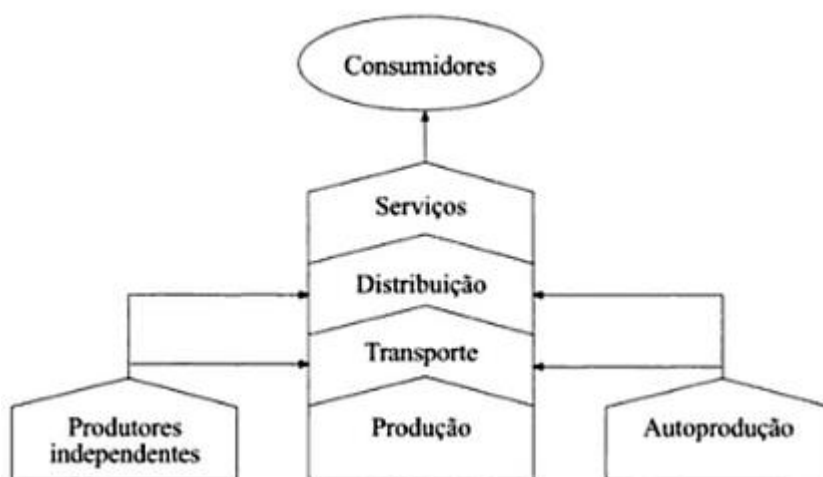


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

A Figura 2.1 ilustra a estrutura verticalmente integrada e demonstra a posição dominante e central da empresa no setor. Neste tipo de exploração, o consumidor ficava impossibilitado de fazer uma escolha sobre a entidade com a qual se queria relacionar a nível comercial e técnico. O preço final era obtido através de processos de regulação tarifária pouco claros, devido à fronteira mal definida entre a entidade reguladora e a entidade regulada que, por sua vez, originava que o setor elétrico assumisse a forma de elemento amortecedor de períodos de maior crise económica. No entanto, constata-se que as atividades de planeamento até ao choque petrolífero ocorrido no início dos anos 70 eram menos complexas do que atualmente, devido não só à presença por parte das empresas de uma estrutura verticalmente integrada, mas também ao ambiente económico da altura apresentar um carácter menos volátil e mais previsível, com baixas taxas de inflação e de juro. Os aumentos de carga eram elevados, cerca de 7 a 10% ao ano, sendo que estas variações se mantinham pouco inalteradas de ano para ano. Esta época apresentava uma inexistência de risco e incerteza facilitando com frequência a construção sobredimensionada de equipamentos, originando economias de escala, principais causadores dos custos ociosos presentes na transição para o mercado [1].

2.2 - O Setor Elétrico - razões da mudança

Na década de 80 verificou-se que várias atividades económicas, maioritariamente relacionadas com serviço de índole social, como indústria aérea, distribuição de gás, redes fixas de telemóveis e fornecimento de energia elétrica, foram desregulamentadas ou liberalizadas. Essa alteração fez com que diversos novos agentes aparecessem nesses setores e competissem entre si, proporcionando ao cliente o livre poder de escolha sobre a entidade pela qual seria servido. A alteração estrutural destes setores levou a uma ponderação no sentido de aplicar a mesma estratégia no setor elétrico. Contudo, para além do Chile, cujo início da experiência de reestruturação se deu em 1979, só em 1990, através do governo de *Margareth Thatcher* essa reestruturação do setor elétrico aconteceu em Inglaterra e Gales, impulsionando a generalização do movimento a nível global. A reestruturação deveu-se a fatores como [1]:

- A implementação de mecanismos de mercado decorreu da adoção de políticas regulatórias e de nova legislação que implicava, em alguns casos, a separação das companhias verticalmente integradas. Com esse movimento, criavam-se condições para a existência de competição em diversas atividades;
- Ocorrência de evoluções tecnológicas nos anos 80 e 90, ao nível das telecomunicações e meios computacionais, proporcionando a supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real. Uma vez que a desverticalização permitiu a possibilidade de utilização das redes elétricas por várias entidades, esta evolução teve um carácter fundamental para manter a segurança e a fiabilidade das operações;
- O gás natural passou a estar disponível, nas décadas de 80 e 90, em diversas áreas geográficas a preços atrativos. Além dos avanços tecnológicos na construção de centrais de ciclo combinado, esta disponibilidade permitiu reduzir a duração de construção e custos associados ao investimento e, por conseguinte, diminuir o carácter capital intensivo da produção de energia elétrica com largos prazos de amortização;
- A consciência social e ambiental inerente a este período que levou ao progressivo decréscimo de construção de centrais nucleares e até encerramento de algumas delas. Aparecimento de centrais de menor dimensão e geograficamente mais distribuídas, contribuindo para a implementação de legislação que promovesse a aposta em recursos de energia renovável, e a utilização eficiente e racional da energia.

A sequência cronológica da reestruturação do setor elétrico no mundo está representada na Figura 2.2.

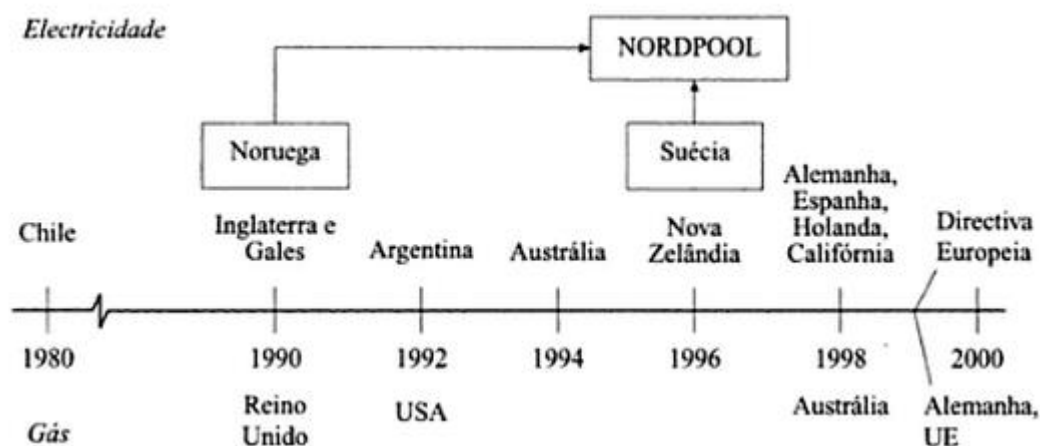


Figura 2.2 - Sequência cronológica da evolução do setor elétrico [1].

2.3 - O novo modelo

O primeiro passo na criação do novo modelo passou por desverticalizar, *unbundling*, as empresas verticalmente integradas do setor. Com isso foi criado um ambiente natural de carácter fortemente competitivo em atividades como a Produção, Comercialização e Intermediação Financeira. É de salientar que não faria sentido essa competição alastrar para o transporte e distribuição devido à necessidade de, para isso, existir uma multiplicação das redes, o que provocaria um impacto ambiental e económico insustentável. Então a Rede de Distribuição encontra-se a montante da comercialização e é explorada em forma de monopólio regulada, proporcionando beneficiar o consumidor final. O novo modelo desagregado do setor elétrico é apresentado na Figura 2.3.

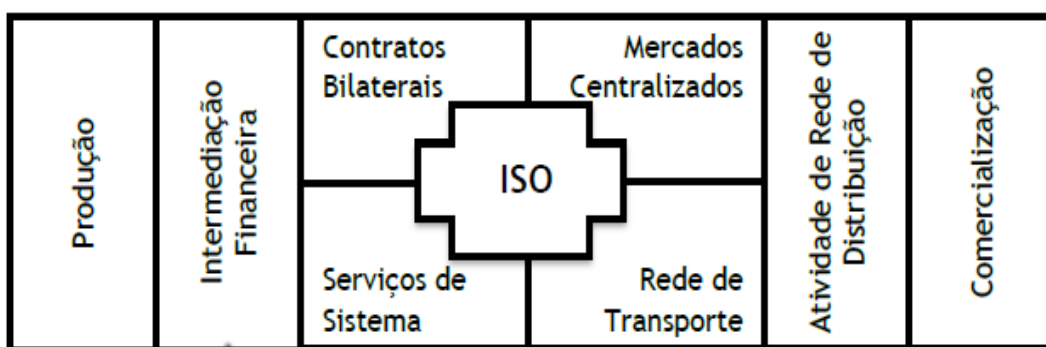


Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [1].

Destaca-se nesta nova abordagem a zona central, que reflete as atividades antes inseridas pelo segmento de transporte. Nesta zona encontram-se:

Contratos Bilaterais - estes contratos pressupõem um relacionamento direto entre entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. Os acordos são estabelecidos

com base no preço e modulação de energia a produzir/absorver num intervalo de tempo, em geral, longo;

Mercados Centralizados - são responsáveis pelos despachos económicos relativos a intervalos de tempo de, geralmente, 30 minutos ou uma hora do dia seguinte, recebendo propostas de compra e venda de energia elétrica. Os produtores, comercializadores e clientes elegíveis apresentam essas propostas de compra/venda, que incluem o preço mínimo a receber/preço máximo a pagar.

Independent System Operator/ISO - entidade que recebe informações tanto acerca do despacho económico que resultam da atividade dos mercados centralizados, como relativa aos contratos bilaterais e suas potências envolvidas nos nós da rede. Tem especial atenção à possível ocorrência de congestionamentos quando são excedidos limites técnicos, sendo sujeito nesse caso a modificações induzidas ou forçadas. Caso não exista congestionamento, procede-se à exploração do sistema, identificando-se e contratando-se os níveis necessários de serviços auxiliares.

Serviços Auxiliares - referem-se a entidades prestadoras de serviços auxiliares de controlo de frequência, reservas, produção de potência reativa e controlo de tensão. Correspondem não só a entidades produtoras, como também a empresas de transporte com equipamento instalado nas suas redes, como bancos de condensadores ou transformadores com tomadas de regulação em carga. Para integrar o mercado podem ser contratados no âmbito de mercados específicos ou requerer níveis mínimos a serem cumpridos.

Rede de Transporte - corresponde às entidades que possuem ativos no transporte de energia elétrica, funcionando como monopólio natural nas áreas geográficas de sua implementação. Estas empresas são remuneradas através de Tarifas de Uso.

2.4 - Modelo em *Pool*

O modelo em *Pool* está contido nos mercados centralizados e permite o relacionamento comercial entre empresas produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. Estes mercados integram um horizonte temporal de curto prazo, usualmente no dia anterior ao qual se implementa o resultado, sendo conhecidos como *Day Ahead Markets* [1]. A este tipo de modelo associam-se mecanismos que podem ser simétricos, assimétricos e modelos obrigatórios ou voluntários. Os mais comuns são os mercados simétricos, nos quais existe a possibilidade de transmitir propostas de compra e venda. Nos mercados em *Pool* assimétrico a carga é considerada inelástica o que se define pela necessidade de alimentar a carga independentemente do preço final do resultado do mercado. Relativamente aos modelos obrigatórios e voluntários, distinguem-se pela obrigação ou não de todas as entidades apresentarem as propostas ao mercado. Assim se se tratar de um modelo em *Pool* obrigatório,

qualquer outra forma de intermediação é eliminada, formando o mercado em *Pool* uma super entidade que interage com a totalidade de produção e da carga [1].

2.4.1 - *Pool* Simétrico

O *Pool* simétrico representa a versão usualmente utilizada para definir e implementar os mecanismos de mercado entre a procura e oferta de energia elétrica. O mercado é organizado com entidades produtoras, num lado, apresentando as suas propostas de venda e noutro encontram-se comercializadores e consumidores elegíveis que apresentam as suas propostas de compra. Visto ser dada aos comercializadores e consumidores elegíveis essa oportunidade, reflete-se nestas propostas alguma elasticidade da carga relativamente ao preço. Todas as ofertas por parte dos intervenientes na operação são transmitidas ao Operador de Mercado. Relativamente às ofertas de venda, estas devem incluir o nó de absorção, a disponibilidade de produção para cada dia seguinte e o preço mínimo a que pretendem ser remuneradas, sendo designadas por propostas simples. No que diz respeito aos comercializadores e consumidores elegíveis, as suas ofertas devem conter informações relativas ao nó de absorção, à potência pretendida para cada intervalo de tempo do dia seguinte e o preço que estão dispostos a pagar pelo serviço. Após ter recebido todas as propostas e informações necessárias o Operador de Mercado, entidade responsável pelo funcionamento do *Pool*, encarrega-se de as ordenar de acordo com as suas características. As propostas de venda apresentadas pelos produtores são ordenadas por ordem crescente de preço e as propostas de compra feitas pelos comercializadores e/ou consumidores elegíveis por ordem decrescente. Este processo é realizado para cada um dos períodos em que o dia se divide, sendo que os intervalos de tempo relativos a um dia são por norma estabelecidos em 24 períodos de uma hora ou 48 de 30 minutos. Resultam desta ordenação duas curvas distintas que diferenciam a procura e a oferta e apresentam informação do preço e quantidade envolvida. Da interseção das duas curvas surge o Preço de Encontro do Mercado, *Market Clearing Price* e a energia elétrica correspondente a esse preço representa a quantidade de energia negociada, *Market Clearing Quantity* [1].

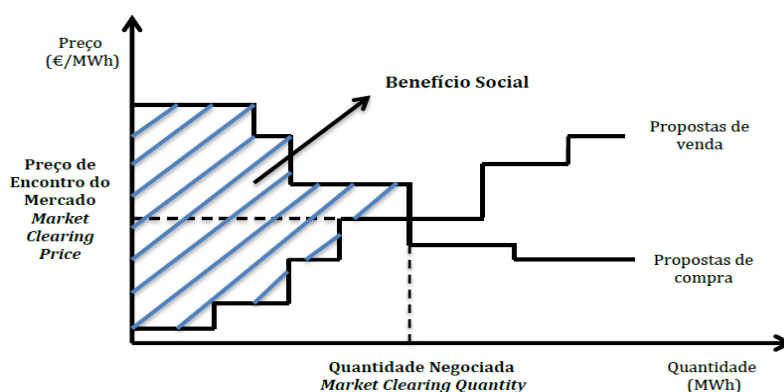


Figura 2.4 - Funcionamento dum *pool* simétrico [1].

Através da Figura 2.4, constata-se que só serão aceites propostas que se encontrem à esquerda do ponto de interseção, ou seja, enquanto o preço das ofertas de venda é inferior ao preço das ofertas de compra. Nessas condições, todos os agentes produtores que fizeram parte da negociação e se encontram dentro das propostas aceites são remunerados pela quantidade de energia que produziram para determinado período horário, em valores geralmente superiores ao seu custo de produção, uma vez que o preço de mercado será superior ao custo marginal das ofertas de venda, com exceção da última unidade a ser despachada. As restantes propostas, que graficamente se situam à direita do ponto de interseção, são rejeitadas uma vez que não existem ofertas de compra cujo preço seja superior ao das ofertas de venda. O funcionamento do mercado em *pool* tem como objetivo maximizar a área representada à esquerda do ponto de intersecção que se situa entre a curva de ofertas de compra e curva de oferta de venda, denominada por Benefício Social, que se encontra a sombreado na Figura 2.4. [1].

A formulação matemática do mercado em Pool simétrico é dada por (2.1) a (2.4).

$$Max = \sum_{i=1}^{Nc} C_{ci}^{of} \cdot P_{ci} - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$\sum_{i=1}^{Nc} P_{ci} = \sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{ci} \leq P_{ci}^{of} \quad (2.3)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.4)$$

Nesta formulação:

- N_c representa o número total de ofertas de compra;
- N_g representa o número de propostas de venda;
- C_{ci}^{of} é o preço máximo que a carga i está disposta a pagar pelo consumo de energia;
- C_{Gj}^{of} é o preço mínimo que o gerador j está disposto a receber pela energia;
- P_{ci} é a potência despachada relativa à carga i ;
- P_{Gj} é a potência despachada relativa ao gerador j ;
- P_{ci}^{of} é a potência máxima que a carga i está disposta a receber;
- P_{Gj}^{of} é a potência máxima que o gerador j está disposto a fornecer.

2.4.2 - Pool Assimétrico

O mercado em *pool* assimétrico caracteriza-se por admitir apenas propostas de venda de energia elétrica por parte dos agentes produtores. Este tipo de modelo presume que a carga é totalmente inelástica, ou seja, está disposta a pagar qualquer que seja o preço para ser alimentada. Os preços de mercado, no funcionamento em *Pool* assimétrico, dependem dos preços de venda oferecidos, do nível de procura e pela possível ocorrência (ou não) de saída de serviço dos grupos produtores, o que confere a este tipo de mercado uma volatilidade relativa aos preços de mercado observada na Figura 2.5 [1].

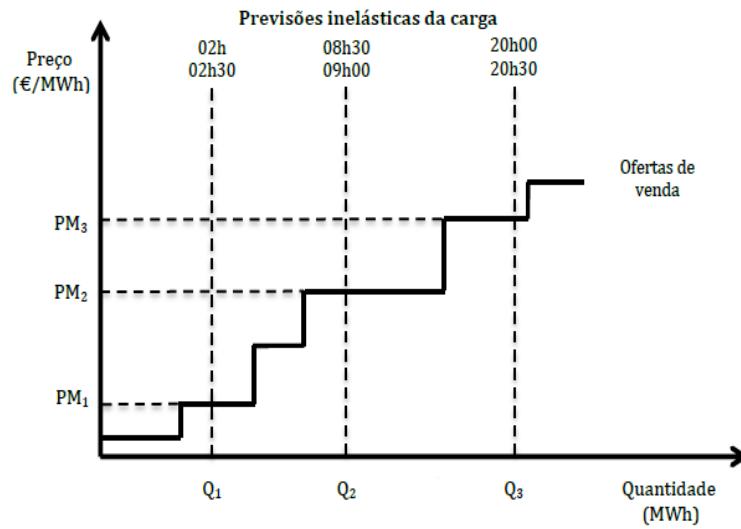


Figura 2.5 - Funcionamento dum *pool* assimétrico [1].

Este modelo tem como objetivo minimizar o custo da energia elétrica, e está representado pela formulação matemática dada por (2.5) a (2.7).

$$\text{Max } Z = - \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \Leftrightarrow \text{Min } Z = \sum_{j=1}^{Ng} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (2.5)$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^{Ng} P_{Gj} = \sum_{i=1}^{Nc} P_{Ci}^{spec} \quad (2.6)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (2.7)$$

Nesta formulação:

- N_c representa o número total de ofertas de entidades consumidoras;
- N_g representa o número de propostas de venda;
- C_{Gj}^{of} é o preço mínimo que o gerador j está disposto a receber pela energia;
- P_{Gj} é a potência despachada relativa ao gerador j ;
- P_{ci}^{spec} é a potência prevista para a carga i ;
- P_{Gj}^{of} é a potência máxima que o gerador j está disposto a fornecer.

2.4.3 - Modelos Obrigatórios e Voluntários

Tal como referido anteriormente, os mercados podem ser designados como simétricos ou assimétricos, consoante a sua forma de atuação em relação à produção e carga. Para além dessas designações, podem ainda ser designados por mercados obrigatórios ou voluntários.

O primeiro pressupõe que o *Pool* seja a entidade exclusiva responsável pela intermediação financeira entre os agentes produtores e os comercializadores e/ou consumidores elegíveis, impondo portanto que não exista relacionamento comercial direto entre esses intervenientes e obrigando a que a energia elétrica seja transacionada em ambiente de mercado. Nos mercados designados voluntários, as propostas podem ser feitas ao mercado e existe também a possibilidade de haver negociações diretas entre si. Estes mecanismos designam-se por contratos bilaterais, que serão abordados de seguida.

2.4.4 - Contratos Bilaterais

Estes mecanismos surgem com o intuito de dar resposta ao risco apresentado pelos mercados a curto prazo e também permitir às entidades consumidores ter a capacidade de escolha sobre qual o fornecedor que se pretendem relacionar [1].

2.4.4.1 - Contratos Bilaterais Físicos

Neste tipo de contratos, com um prazo geralmente igual ou superior a 1 ano, é permitido estabelecer um relacionamento direto entre as entidades produtoras e consumidoras. Estão presentes especificações sobre o preço de serviço, condições de fornecimento relativas à qualidade de serviço, indicações dos nós onde se efetua a injeção e a absorção de potência e modulação da potência até a maturação do contrato [1].

É de salientar que um dos aspetos que caracteriza e distingue este tipo de funcionamento, prende-se com o facto do Operador de Sistema, mesmo sendo responsável pela viabilidade técnica do conjunto de contratos que são realizados, não ter necessidade de conhecer o preço de energia presente nesse contrato. Ao Operador do Sistema apenas interessam informações

de natureza técnica, nomeadamente em relação aos nós de injeção e absorção, à potência prevista e respetiva variação ao longo do tempo enquanto o contrato se encontra em vigor [1].

2.4.4.2 - Contratos de Tipo Financeiro - Às Diferenças, Futuros e Opções

Os mecanismos de perfil puramente financeiro pretendem contrariar o risco acentuado presente no funcionamento dos mercados a curto prazo. Os contratos financeiros permitem formar estratégias de *hedging* e correspondem a um progressivo financiamento do sector elétrico [1].

Os contratos às diferenças visam contrariar a volatilidade dos preços de mercado de forma a criar um ponto de equilíbrio nas remunerações recebidas pelos agentes produtores e pagas pelos agentes consumidores. Tal como se ilustra na Figura 2.6, é estabelecido um preço alvo, *Target Price*, entre estas entidades e fica definido que nos intervalos de tempo em que o preço alvo é superior ao preço de mercado a entidade consumidora deve compensar a entidade produtora com o valor da diferença entre esses preços. Caso ocorra o contrário, ou seja, o preço de mercado seja superior ao preço alvo, é a entidade produtora responsável por compensar a entidade consumidora com a respetiva diferença entre esses dois preços [1].

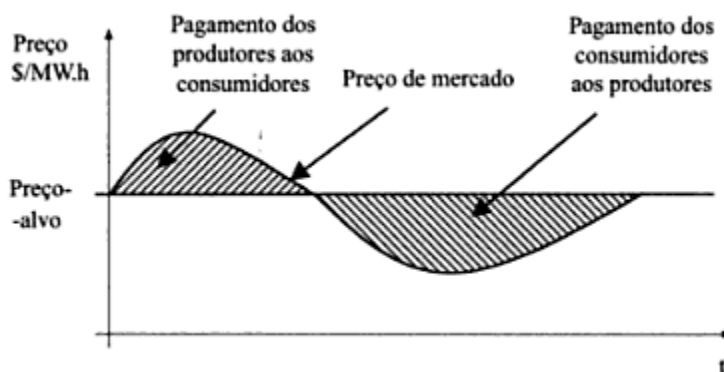


Figura 2.6 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato às diferenças [1].

Os contratos de futuros possibilitam a uma entidade consumidora efetuar a reserva de uma determinada quantidade de energia, com um preço acordado entre esta e a entidade produtora e com um determinado horizonte temporal. Este tipo de mecanismos apresenta um risco elevado, uma vez que implicam a utilização da energia dentro do prazo estipulado. Caso os preços de mercado na data de transação acordada sejam superiores ao preço estabelecido no contrato, as entidades compradoras podem usufruir desse benefício. O oposto pode também ocorrer, traduzindo prejuízos significativos, caso o preço no mercado a curto prazo representar um valor inferior ao acordado no contrato de futuro [1].

Os contratos de opções surgem com o intuito de combater o risco inerente de perda de oportunidade de compra de energia elétrica mais barata, presente nos contratos futuros. Estes

revelam-se então como um mecanismo transitório que pode ser desativado, caso seja identificada uma possibilidade mais atraente de investimento [1].

2.4.5 - Modelos Mistos

Os modelos mistos estão presentes na maioria dos países que optaram por reestruturar o seu setor elétrico. A principal característica que define este tipo de modelos é o facto de aliarem ao funcionamento em mercado centralizado tipo *Pool* à presença de contratos bilaterais entre entidades produtoras e comercializadores e/ou consumidores elegíveis.

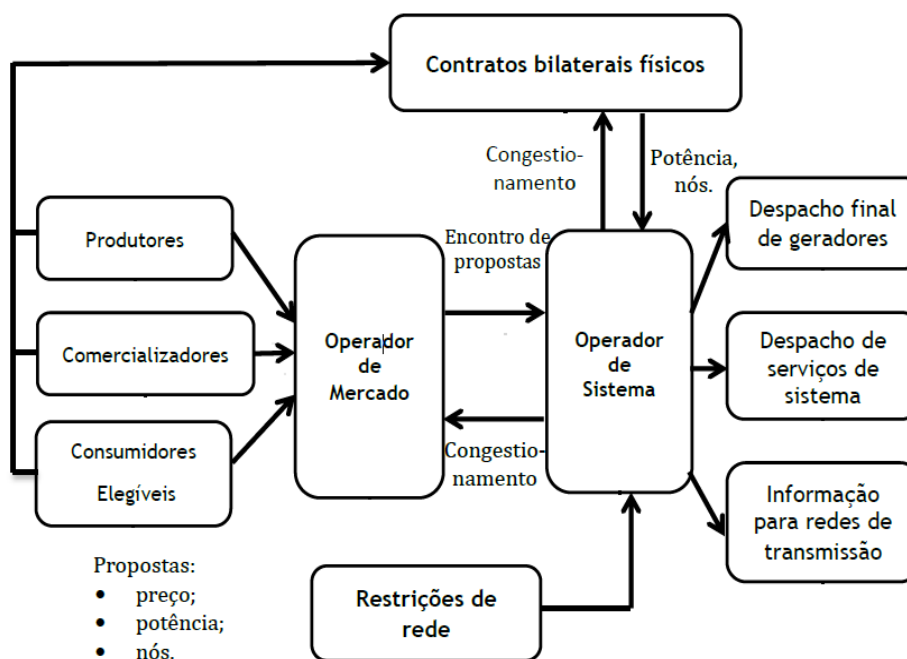


Figura 2.7 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [1].

Analisando a Figura 2.7 verifica-se a relação do Operador de Mercado com o Operador de Sistema. O Operador de Mercado é responsável pela viabilidade otimização económica do processo, já o Operador de Sistema tem a seu encargo analisar viabilidade técnica da exploração do sistema elétrico. Este último recebe informação relativa aos contratos estabelecidos por parte das entidades contratantes. São-lhe também enviadas informações relativas ao despacho económico, resultante do encontro de propostas de compra e venda elaborada pelo Operador de Mercado. Através destas informações, é analisada a possibilidade de ocorrência de congestionamentos. Caso se confirmem os congestionamentos, deve o Operador de Sistema alertar os intervenientes da situação e ativar o mercado de ajustes para resolução do problema [1].

2.4.6 - Diretivas Europeias

Nas últimas décadas foram publicadas pela Comissão Europeia algumas diretivas com o intuito de harmonizar e liberalizar o mercado interno de energia de toda a União Europeia.

A Diretiva 96/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, foi a primeira destas Diretivas a ser publicada a 19 de dezembro de 1996, estabelecendo as regras comuns para o mercado interno da eletricidade e definindo os princípios da abertura à concorrência do setor europeu da eletricidade [2]. Foram implementadas regras que distinguem a produção, transporte e distribuição, e criadas condições de acesso de terceiros às redes, abordando a questão do reconhecimento dos custos pelos direitos de uso das infraestruturas das redes de transporte [3]. A produção passou a ser uma atividade de livre acesso por parte das empresas e ficou também definida a figura de “Comprador Único” por parte do Operador da Rede de Transporte. Iniciou-se o processo gradual de liberalização com a definição de clientes elegíveis e de um calendário de implementação do direito de escolha de comercializador [4].

A 26 de junho de 2003 foi publicada uma nova Diretiva, 2003/54/CE, onde foram adotadas regras ao nível da produção, transporte e distribuição, com o intuito de aperfeiçoar o funcionamento do mercado. Esta Diretiva focou-se mais na implementação de medidas que permitissem atingir um equilíbrio de concorrência ao nível da produção e também reduzir a ocorrência de posições de supremacia no mercado [4]. No que diz respeito à produção, para se construir uma nova capacidade e uma vez estando em causa a garantia de abastecimento, deve primeiro ser obtida uma autorização ou ser efetuado um concurso. Em caso de necessidade de acesso à rede por parte de terceiros, estes estarão sujeitos a tarifas publicadas aplicadas a todos os utilizadores das redes, podendo esse acesso ser negado fundamentado em caso de incapacidade. Relativamente ao transporte e à distribuição, em caso de permanência da integração vertical deve existir independência contabilística jurídica na organização e tomada de decisão das empresas [3]. Esta Diretiva Europeia definiu que a partir de 1 de julho de 2004 todos os consumidores comerciais e industriais passaram a ter liberdade na escolha do seu fornecedor, situação que em 1 de julho de 2007 se estenderia a todos os consumidores [5].

Finalmente, a 13 de julho de 2009, foi publicada a Diretiva Europeia 2009/72/CE com o intuito de consolidar o processo de liberalização. Adotaram-se medidas com o intuito de eliminar os obstáculos à venda de eletricidade sem discriminação e com igualdade em toda a Comunidade Europeia, reforçando a supervisão em todos os Estados-Membros [4].

Com esta nova Diretiva foram definidas medidas que obrigam à certificação do Operador da Rede de Transporte de forma a avaliar as condições de separação das atividades do setor energético. Ficou estabelecido que os Operadores da Rede de Transporte se integrem em caso de servirem empresas verticalmente integradas e possuam um número igual ou superior a cem mil clientes ficam obrigados a elaborar um programa de conformidade que contemple as medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios. As competências das entidades reguladoras foram reforçadas, passando a ser responsáveis pela escolha das

metodologias de cálculo e fixação de tarifas, regimes sancionatórios e promoção da supervisão dos mercados. Os direitos dos consumidores foram também reforçados pela possibilidade de mudança de comercializador no mercado livre sem custos adicionais. Por fim, foi criada a ACER, Agência para a Cooperação dos Reguladores do setor Energético, entidade reguladora supranacional a nível da União Europeia [6].

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 - Caracterização do Setor Elétrico Português

3.1.1 - Aspetos Gerais

As últimas três décadas foram marcadas por uma alteração estrutural e regulamentar que se mostrou essencial na evolução do setor elétrico [1]. Em 1975, ocorreu a nacionalização do setor que levou à criação de empresas públicas responsáveis pela produção, transporte e distribuição, sendo estas: Eletricidade de Portugal no Continente; Eletricidade dos Açores nos Açores e Empresa de Eletricidade da Madeira na Madeira [7].

Em 1988, foram sentidos os primeiros sinais de mudança no setor com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio que estabeleceu a obrigação, por parte da EDP, de aceitar nas suas redes a produção de energia elétrica proveniente de parques eólicos, centrais de cogeração e de pequenos aproveitamentos hídricos, remunerando estes de acordo com tarifas muito atrativas [1].

Em 1995 foram publicados os Decretos-lei 182 a 188 de 27 de julho que definiram o Sistema Elétrico Nacional (SEN) através do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) e do Sistema Não Vinculado (SENV). O SEP estava organizado por contratos de longo prazo, e o SENV integrava a PRE bem como produtores não vinculados, distribuidores não vinculados e clientes não vinculados [8]. Com esta reforma, o SEN deu origem ao Sistema Elétrico Público SEP e ao Sistema Elétrico Independente (SEI). A criação da Entidade Reguladora do setor elétrico, posteriormente denominada como Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, obteve a sua consagração também em 1995 [8][9].

O princípio fundamental da organização do SEN assentava na coexistência de um Mercado Regulado e um Mercado Liberalizado. Este modelo permitia aos agentes económicos

estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, desde que cumpridas as condições definidas pela ERSE, podendo ser realizadas outras negociações com os Comercializadores em Mercado Liberalizado. O modelo organizacional do SEN, de acordo com a legislação de 1995, encontra-se representado na Figura 3.1 [7].

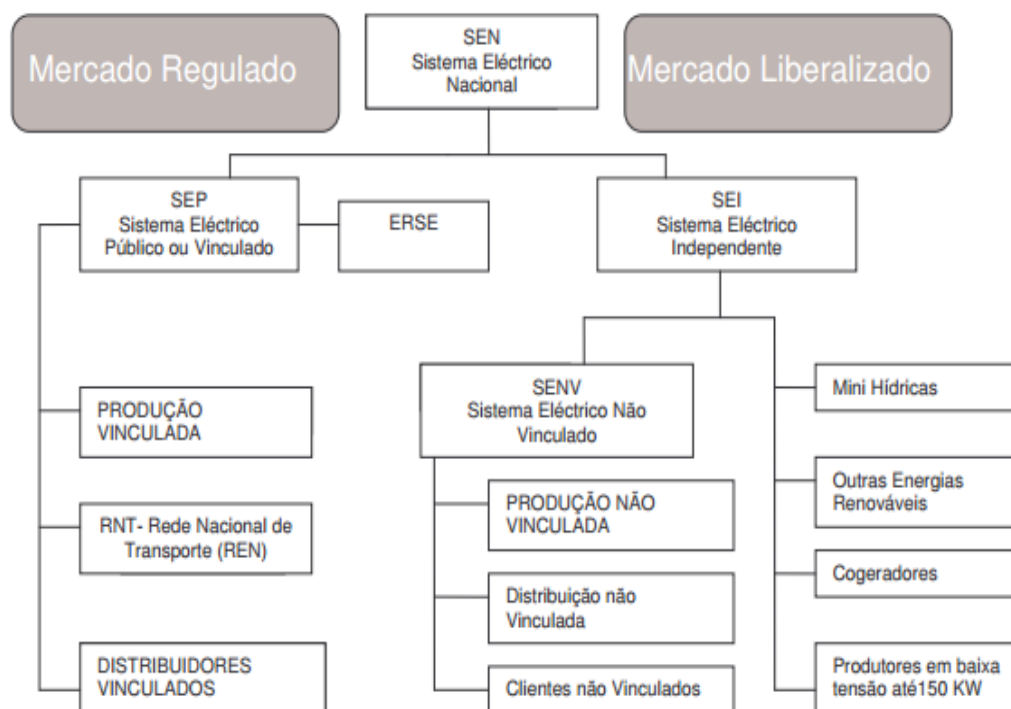


Figura 3.1 - Organização estrutural do SEN de acordo com a legislação de 1995 [7].

Com a publicação dos Decretos-Lei nº 184/2003 e 185/2003, dia 20 de agosto, estabeleceu-se o início da liberalização à escala global do setor elétrico. Os princípios dessa liberalização encontravam-se presentes na Diretiva 2003/54/CE onde se aspirava à criação do MIBEL, Mercado Ibérico de Eletricidade, refletida nos acordos celebrados entre Portugal e Espanha [7].

O Decreto-lei nº 29/2006 de 15 de Fevereiro consagrou o enquadramento do funcionamento do setor elétrico, ao nível da concorrência e princípios de abertura presentes na Diretiva 2003/54/CE. Este decreto implementou o funcionamento do sistema, tendo em conta as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, assim como a organização dos mercados de eletricidade, transpondo para a ordem jurídica interna os princípios da Diretiva 2003/54/CE, do Parlamento e Conselho Europeu, que definiu regras comuns para o mercado interno de eletricidade, e que revogou a Diretiva 96/92/CE, de 19 de dezembro [7].

3.1.2 - Organização do Setor Elétrico Português

De acordo com a Lei Base da Eletricidade, a organização do SEN está dividida em seis áreas de atividades principais [7].

- Produção;
- Transporte;
- Distribuição;
- Comercialização;
- Operação do Mercado de Eletricidade;
- Operações logísticas.

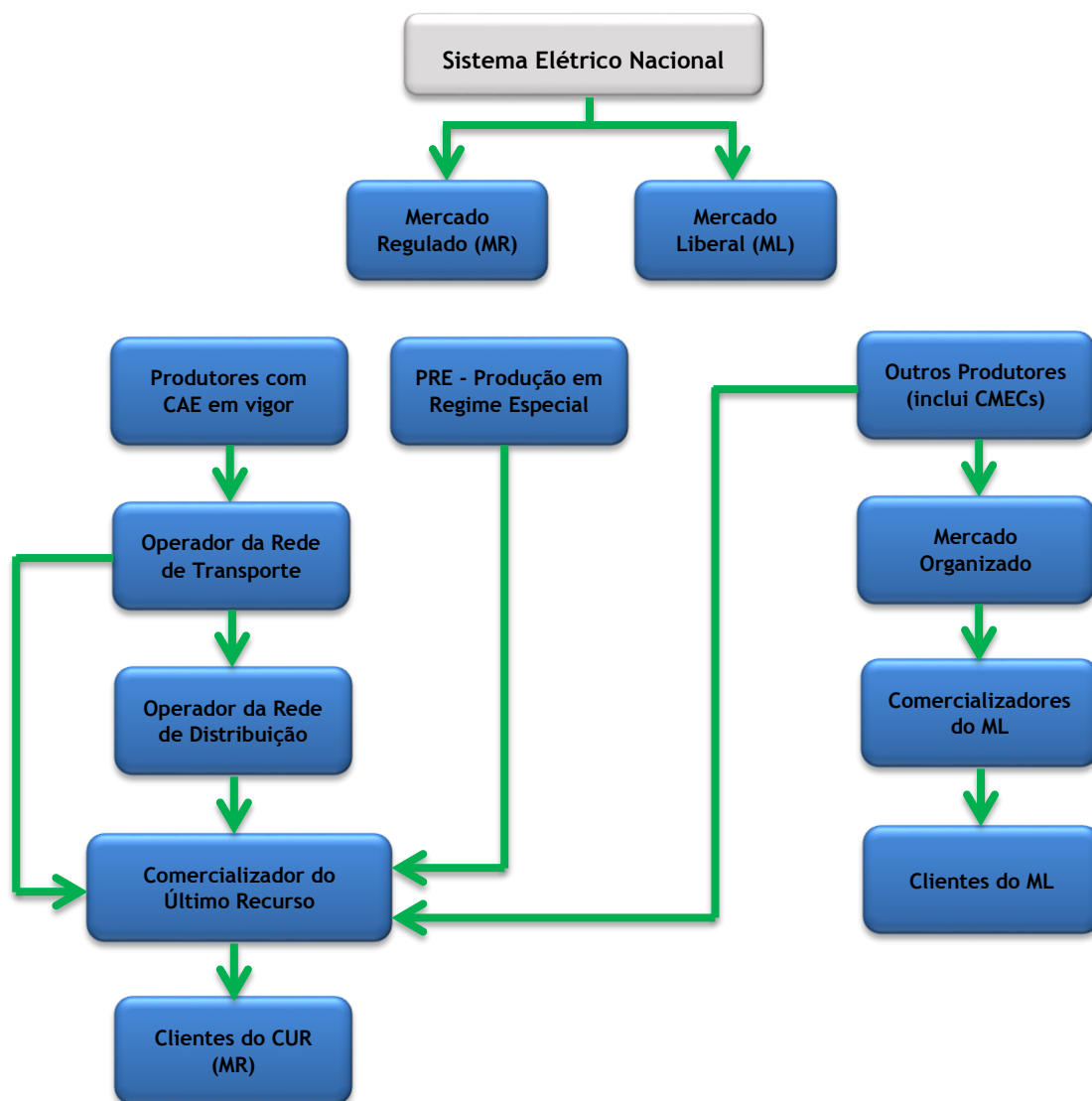


Figura 3.2 - Organização estrutural atual do setor elétrico nacional [14].

Regra geral, cada uma destas áreas tem caráter independente, quer do ponto de vista legal, organizacional ou decisório. Cada uma destas áreas foi implementada com o objetivo de otimizar a eficiência do SEP assim como aumentar a concorrência de forma racional, sem prejuízo das obrigações de serviço público [10].

3.1.2.1 - Produção

A produção de eletricidade como analisado anteriormente está aberta à concorrência e possui dois regimes legais que se indicam em seguida [7]:

- Produção em Regime Ordinário (PRO);
- Produção em Regime Especial (PRE).

A PRO abrange a produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos [11].

Na PRE, sempre que a energia é totalmente vendida à rede pública, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) fica encarregue pela legalização das instalações com base no Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas (RLIE) e na legislação específica daquelas áreas.

A constituição da PRE engloba a produção hídrica até 10 MVA, a produção a partir de outras fontes renováveis e a cogeração. O acesso a esta atividade é livre, sendo que a garantia de abastecimento se encontra subjacente ao funcionamento do mercado liberalizado. Deste modo, foi abandonado o planeamento centralizado dos centros eletroprodutores, até aqui vigente, e foi implementada uma otimização que resulta de uma lógica de mercado [7]. Este tipo de produção está sujeito a diferentes requisitos de licenciamento e beneficia de tarifas especiais. O comercializador de último recurso, atualmente a EDP Serviço Universal, tem a obrigação de comprar a energia no âmbito deste regime especial [10].

3.1.2.2 - Transporte

O transporte de eletricidade é uma atividade explorada pela Rede Nacional de Transporte (RNT), cuja concessão atribuída pelo Estado Português em regime de serviço público, através do Decreto-Lei 182/95 artigo nº 6, se encontra entregue à REN - Redes Energéticas Nacionais, com caráter de exclusividade. A REN é responsável pelo planeamento, implementação, manutenção e operação da rede nacional de transmissão, da infraestrutura associada e de todas as interconexões e outras facilidades necessárias à operação da RNT. Esta concessão abrange ainda o planeamento e gestão técnica global do SEN, de forma a garantir o funcionamento harmonizado das infraestruturas que o integram, tal como a continuidade de serviço e a segurança do abastecimento de eletricidade [10][11]. Através da prestação destes serviços e da sua relação comercial com os utilizadores, a concessionária da RNT tem o direito a receber

uma remuneração por aplicação de tarifas reguladas pela entidade reguladora, sendo atualmente essa entidade a ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [12].

3.1.2.3 - Distribuição

A distribuição de eletricidade é realizada através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), constituída por infraestruturas de Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) [11].

Tal como nas redes de transporte, também as redes de distribuição evoluem ao longo do tempo e sofrem sobretudo reforços e expansões, devido ao aumento das cargas de ano para ano, assim como a sua dispersão a nível territorial ou através da ligação de novos centros eletroprodutores, assegurando estabilidade e qualidade de serviço [12].

A concessionária da RND é a EDP Distribuição, sendo esta a responsável pela distribuição de eletricidade em AT e MT. Por outro lado, as redes de distribuição de baixa tensão são exploradas através de contratos de concessão realizados entre os municípios e os distribuidores, sendo em geral operadas também pela EDP Distribuição, conforme o artigo nº 70 do Decreto-Lei 29/2006, em resultado da conversão da licença detida pela EDP Distribuição ao abrigo da Antiga Lei Base de Eletricidade. Os termos da concessão estão estabelecidos nos Decreto-Lei 172/2006 [10][12].

A evolução do comprimento total das redes de distribuição em Portugal referentes à EDP Distribuição está representada na Figura 3.3.

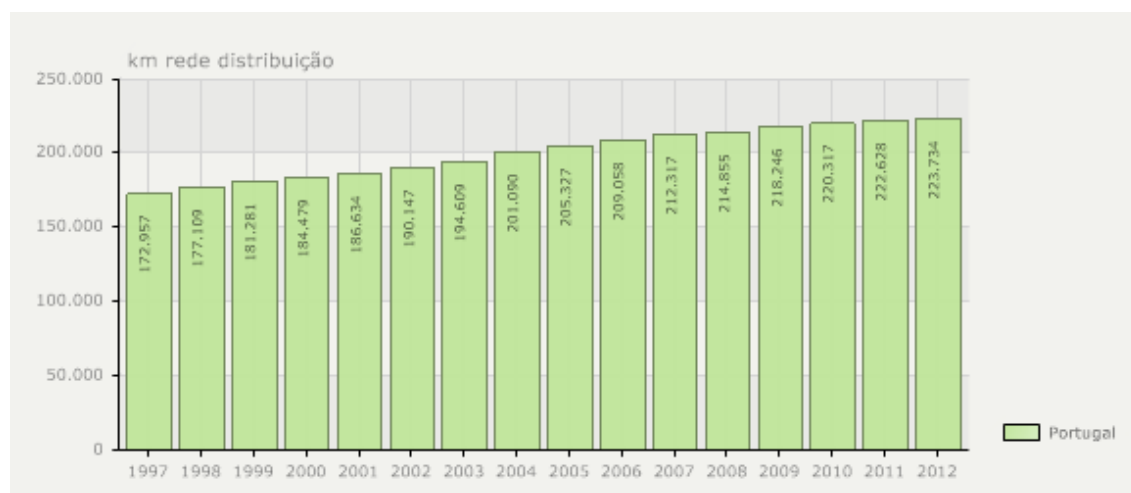


Figura 3.3 - Evolução anual do comprimento total das redes de distribuição em Portugal relativos à EDP [13].

3.1.2.4 - Comercialização

Desde a liberalização do setor elétrico que a comercialização de eletricidade se encontra aberta à concorrência e sujeita apenas a um regime de licenciamento. Com isto assistiu-se a um aumento dos níveis de eficiência assim como um aumento dos benefícios para as empresas e consumidores, respetivamente. Os comercializadores podem comprar e vender eletricidade

livremente, e possuem o direito de aceder às redes de transmissão e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso fixadas pela ERSE.

Em condições de mercado, os consumidores são livres de escolher o seu fornecedor, sem qualquer encargo adicional com a mudança de comercializador. Para supervisionar as operações logísticas facilitadoras da mudança de fornecedor por parte dos consumidores foi criada uma nova entidade regulada pela ERSE, o Comercializador de Último Recurso (CUR) ou comercializador regulado [12].

Existem assim dois tipos de comercializadores que se referem em seguida [7][10]:

CUR:

Compra a energia das seguintes formas:

- Contratação no mercado organizado.
- Contratação bilateral, com um produtor de energia elétrica ou com outro Comercializador ou Agente Externo (AE).
- Aquisição de energia relativa a PRE.

Estes comercializadores aplicam tarifas de venda a clientes finais estabelecidas no Regulamento Tarifário, anualmente fixadas pela ERSE.

O CUR tem de gerir as diferentes formas de contratos, de forma a adquirir a energia ao menor custo. Os excessos de energias adquiridos pelo comercializador regulado são revendidos no mercado organizado [10].

Desde 1 de janeiro de 2007, que o papel de comercializador regulado é desempenhado por uma entidade independente, a EDP - Serviço Universal, S.A. (5 milhões de clientes em 2012), criada para este propósito pela EDP Distribuição e pelas concessionárias da rede de distribuição de BT, até que o mercado livre seja eficiente e até a data de expiração da respetiva concessão [10][15].

Segundo o Decreto-Lei 264/2007 de 24 de julho, o CUR é obrigado a comprar energia a prazo, nos mercados geridos pelo Operador de Mercado Ibérico Português (OMIP) e pela Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, S.A. (OMIClear), em quantidades e nos leilões definidos pelo DGEG. As compras de energia no mercado gerido pelo OMIP abrangem contratos de futuros anuais, trimestrais e mensais e com entrega física. As compras são reconhecidas para efeitos de custos regulados quando atingem a maturidade [10].

Comercializadores não regulados:

Segundo o Decreto-Lei 184/2003 de 20 de agosto, foram reconhecidos os seguintes comercializadores: EDP Comercial, *Union Fenosa*, *Iberdrola* e *Endesa Portugal*. Estes compram a energia a produtores não vinculados para venderem a clientes finais, mas não em regime de exclusividade.

A Nova Lei Base de Eletricidade estabeleceu obrigações de serviço público para os comercializadores, com vista a assegurar a qualidade e continuidade do fornecimento, proteção do consumidor relativamente a preços, tarifas de acesso e acesso a informação de fácil compreensão. O comercializador de eletricidade do grupo EDP autorizado a operar no mercado liberalizado é a EDP Comercial tendo entretanto surgido mais comercializadores no mercado [10].

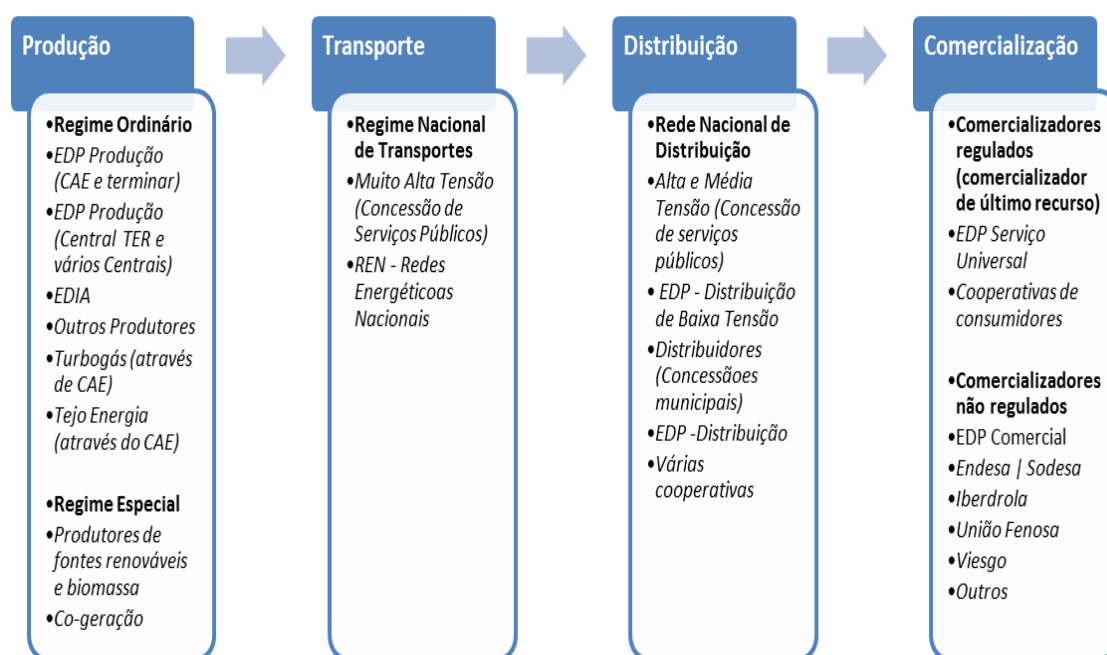


Figura 3.4 - Cadeia de valor do SEN [7].

3.2 - Caracterização do Setor Elétrico Espanhol

3.2.1 - Aspetos Gerais

Em Espanha, no final da década de 80, vivia-se uma grave crise económica e financeira, onde se geraram dívidas ao exterior devido ao aumento da procura e aos investimentos feitos para satisfazer essa procura. Com o aumento das taxas de juro e a queda do valor da moeda, várias foram as empresas que foram à falência. No entanto, o Estado viu-se obrigado a intervir, fazendo com que as *utilities* municipais tenham sido consolidadas em dez empresas regionais verticalmente integradas tal como tornou a Endesa uma empresa exclusivamente de produção de energia elétrica [16].

Com a publicação do Decreto-lei 1538/1987 a 11 de dezembro de 1987, este novo modelo do setor elétrico consolidou-se no *Marco Legal Estable* (MLE) permitindo de certa forma, atenuar um pouco a crise económica que se vivia na altura. Foi criada uma tarifa nacional única associada a planos de investimentos a longo prazo e tendo em conta o volume e tipo de utilização. Este podia ser encarado como um contrato entre o Governo e as empresas, em que

a responsabilidade pelo risco do investimento era assumida pelo Governo em troca do controlo do investimento [16].

O processo de transição duma estrutura verticalmente integrada para um regime liberalizado iniciou-se em dezembro de 1994 através da aplicação de uma reforma legislativa, denominada *Ley Organica del Sector Eléctrico Nacional* (LOSEN). Foi criada esta legislação com o objetivo de reestruturar o setor elétrico do país, criando deste modo um sistema integrado e um sistema independente. A principal diferença que daqui advinha foi a separação entre as atividades de produção de energia e de distribuição, ao mesmo tempo que se observava uma progressiva separação entre a distribuição e a comercialização. Para além disso, acrescentava uma maior flexibilidade a nível da legislação, ficando desta forma o Estado com a função de supervisão do setor através de uma entidade reguladora [16].

Até janeiro de 1995, o Estado espanhol era detentor duma parte do sistema elétrico, sendo a outra parte detida por interesses privados. O despacho, para além de ser centralizado e se encontrar integrado na mesma entidade da atividade de transporte, considerava os custos históricos de produção, estando sujeito a restrições determinadas por políticas energéticas, como a proteção à produção de carvão em Espanha e o excedente do gás natural adquirido por contratos internacionais. A regulação tarifária era realizada pelo Estado tendo em conta aspetos políticos e sociais. As tarifas eram baseadas em históricos de custos e correspondiam a uma tarifa única para todo o país, sendo as zonas mais desfavorecidas compensadas desse facto através de subsídios ou benefícios [1].

Com a aprovação da *Ley del Sector Eléctrico*, em novembro de 1997, o processo de reestruturação sofreu uma significativa aceleração e, originando a alteração da estrutura do sector elétrico Espanhol. Atualmente, o modelo de organização do setor compreende a existência de dois sistemas: sistema regulado e sistema liberalizado. No sistema regulado, os consumidores adquirem eletricidade aos distribuidores sob o regime de tarifas reguladas. As empresas de distribuição adquirem eletricidade no mercado grossista, conhecido como Mercado Atacadista, sendo posteriormente entregue na rede de distribuição através da rede de transporte, cujas atividades se encontram sob regulação. Relativamente ao sistema liberalizado, os consumidores e os comercializadores estabelecem entre si, através de contratos bilaterais, as condições para a transação de eletricidade, ou dispõem como alternativa a possibilidade de apresentarem as suas propostas ao Operador de Mercado [17].

3.2.2 - Organização do Setor Eléctrico Espanhol

O mercado de eletricidade é constituído pelo conjunto de transações devidas à participação dos agentes de mercado nas sessões dos Mercados Diário e Intradiário, que são efetuadas em *Pool*. No Mercado Diário são efetuadas propostas de compra e de venda de energia elétrica, simples ou com condições complexas, pelas entidades produtoras, consumidores elegíveis,

distribuidores, comercializadores e agentes externos. Posteriormente, o Operador de Mercado obtém o respetivo despacho económico, transmitindo-o ao Operador de Sistema que, em conjunto com as informações provenientes dos contratos bilaterais, realizam diversos estudos de validação técnica destas produções/cargas. Após ultrapassados os possíveis problemas de congestionamento, são definidos os níveis necessários de serviços de sistema e procede-se à sua alocação ou contratação. As diversas sessões de Mercado Intradiário, para proceder a ajustes de forma a manter o equilíbrio entre a produção e a carga, são ativadas no próprio dia a que estes valores de produção/carga dizem respeito [1].

As principais características do sistema eléctrico espanhol são a existência de um mercado grossista de geração (também denominado “Pool Espanhola”) e o facto de a partir de 1 de janeiro de 2003, todos os consumidores poderem escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade. Adicionalmente, desde 2006, os contratos bilaterais e o mercado a prazo assumiram uma crescente e especial importância.

A organização do setor eléctrico espanhol está ilustrada na Figura 3.6.

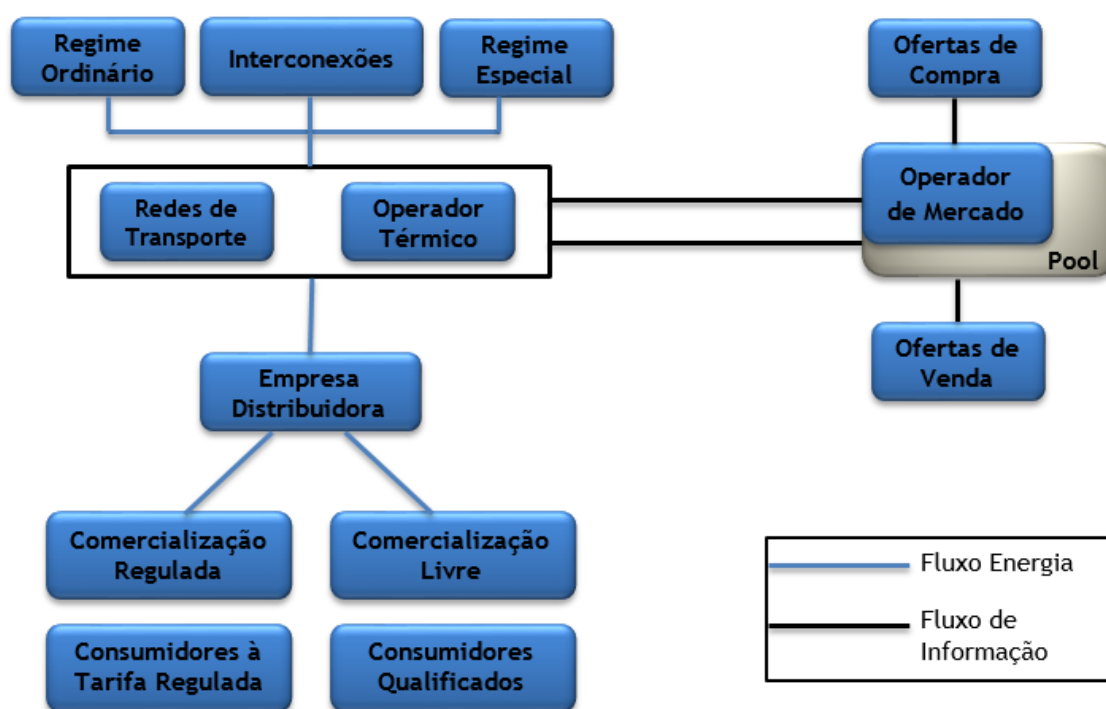


Figura 3.5 - Estrutura organizacional atual do setor eléctrico espanhol [18].

3.2.2.1 - Produção

Em Espanha existem duas formas de operação por parte das centrais de geração de eletricidade:

- Regime ordinário;
- Regime especial.

O regime ordinário satisfaz, maioritariamente, a procura de eletricidade em Espanha. Todas as centrais de geração que não são regidas pelo regime especial são regidas pelo regime ordinário. De acordo com o regime ordinário, existem quatro formas de contratar a venda de eletricidade e de determinar o seu preço. Pode ser através do mercado de eletricidade grossista ou *Pool*, criado a 1 de janeiro de 1998, e que inclui uma variedade de transações resultantes da participação dos agentes de mercado nas sessões do Mercado Diário e Intradiário. Através de contratos bilaterais, que correspondem a contratos privados entre agentes do mercado com liberdade de negociação. Pode ser através de Leilões VPP, em que os principais participantes de mercado, *Endesa* e *Iberdrola*, são obrigados por lei a oferecer opções de compra para uma quantidade pré-estabelecida de energia. Por último, os Leilões CESUR em que os comercializadores regulados têm a possibilidade de adquirir energia elétrica no mercado à vista ou a prazo, de modo a satisfazer a procura. Contudo, a partir de junho de 2007, estes comercializadores estão autorizados a realizar leilões de eletricidade de forma a obter eletricidade a menor preço [19].

No regime especial são integradas todas as unidades que tenham uma capacidade instalada até 50 MW, e que utilizem como fonte de energia primária qualquer fonte de energia renovável ou cogeração. Segundo o Real Decreto-Lei 661/2007 de 25 de maio, as centrais sob regime especial possuem livre escolha entre uma tarifa fixa ou participar no mercado centralizado. Caso o produtor em regime especial opte por operar no mercado, receberá o preço de mercado estabelecido e um prémio que dependerá da tecnologia utilizada [19].

3.2.2.2 - Transporte

Em Espanha, as atividades de transporte são reguladas e exercidas por empresas que são obrigadas a disponibilizar o acesso às redes a todos os consumidores que tenham escolhido ser fornecidos por um comercializador no mercado livre, devendo para isso, pagar tarifas de acesso às empresas distribuidoras caso tal acesso seja disponibilizado. A rede de transporte de eletricidade compreende as linhas de transmissão, subestações, transformadores e outro equipamento elétrico com tensão superior a 220 kV, bem como outros equipamentos, independentemente do nível de tensão, que facultem o transporte ou a interconexão, internacional e extra-pensinsular [19]. A *Red Eléctrica de España*, REE, detém a maioria da rede de transporte espanhola, e está encarregue da gestão técnica do sistema elétrico espanhol. Esta responsabilidade surge no âmbito do desenvolvimento da rede de transporte de alta

tensão, de modo a que seja garantido o fornecimento de eletricidade. Ao seu encargo, encontram-se também funções de coordenação entre o sistema de produção e de transporte, assim como a gestão dos fluxos de eletricidade com o exterior. Dessa forma, o papel de Operador de Sistema é desempenhado pela REE correspondendo, portanto, a um *Transmission System Operator*, TSO. O TSO espanhol exerce as suas funções em coordenação com o respetivo Operador de Mercado [9].

3.2.2.3 - Distribuição

A atividade de distribuição é assegurada pelos distribuidores e compreende a transmissão de energia desde a rede de transporte até aos pontos de consumo, assim como a venda desta aos consumidores à tarifa estabelecida, ou também a possibilidade de venda em caso de interesse por parte dos distribuidores.

Em Espanha, a evolução do comprimento das linhas relativos a HC *Energía Distribución*, empresa representada pela EDP, está representado na Figura 3.7.

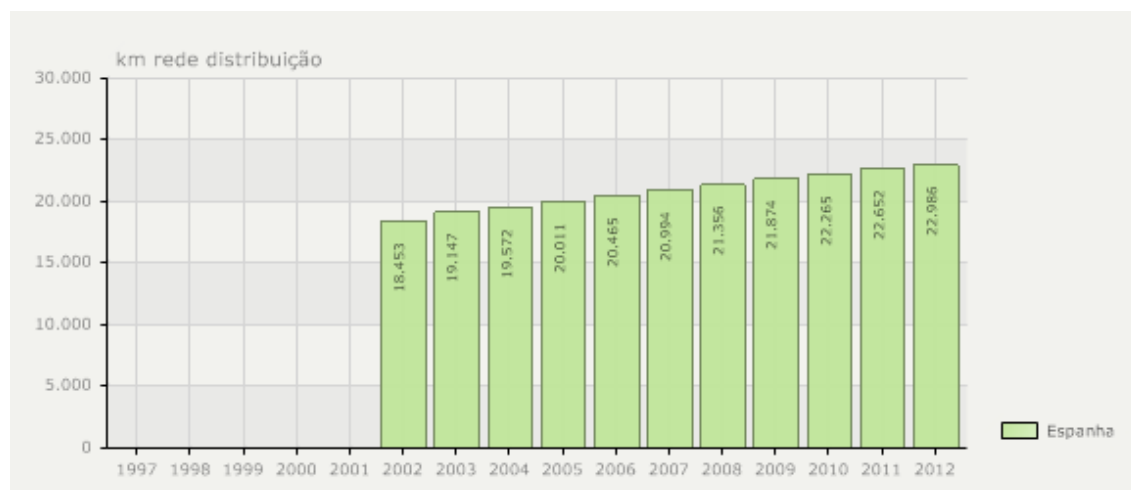


Figura 3.6 - Evolução anual do comprimento total das linhas de distribuição em Espanha relativamente a HC *Energía Distribución* [13].

3.2.2.4 - Comercialização

A atividade de comercialização em Espanha é livre, portanto é dada a liberdade aos comercializadores do mercado liberalizado de definir os preços de venda de eletricidade aos consumidores. Os principais custos diretos com esta atividade são o preço pago pela eletricidade no mercado grossista, assim como as tarifas pagas por estes operadores para ter acesso às redes de transporte e de distribuição. Contudo, os comercializadores liberalizados, assim como os produtores e clientes elegíveis, possuem a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais [9].

Os comercializadores regulados, indicados pelo Governo espanhol, fornecem eletricidade aos clientes regulados (clientes de BT, com potência contratada inferior a 10 kV). Desde 1 de julho de 2009, altura do aparecimento destes comercializadores, os distribuidores ficaram

impedidos de fornecer eletricidade aos consumidores e ficou completa a separação entre as atividades de distribuição e de comercialização [9].

3.3 - MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade

3.3.1 - Aspetos Gerais

Em 19 de dezembro de 1996, a Comissão Europeia publicou a Diretiva 96/92/CE com intenção da criação de um mercado interno de eletricidade. Esta possuía normas relativas à organização e funcionamento do setor da eletricidade e do acesso ao mercado, bem como critérios e mecanismos aplicáveis aos concursos, à concessão de autorizações e à exploração das redes [20].

A crescente internacionalização dos mercados e o aumento da competitividade da economia Europeia levaram ao início das conversações em 1998 entre as administrações Portuguesa e Espanhola, com objetivo de eliminarem obstáculos e reunirem condições para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade. Esse processo consistiu num conjunto de acontecimentos que, de forma gradual, foram alicerçando a construção e o desenvolvimento do que, nos dias de hoje, é o Mercado Ibérico de Eletricidade [21].

Somente a 14 de novembro de 2001 este acordo foi oficializado, ficando definido que o MIBEL entraria em funcionamento a 1 de janeiro de 2003. Meio ano depois, em junho de 2003, a Comissão Europeia aprovou a Diretiva 2003/54/CE que revogou a anterior e centrava-se no aumento do grau de abertura do mercado, de modo a acelerar o processo de criação do mercado interno a nível Europeu. Em 2006, houve um reforço das disposições da Diretiva anterior com a publicação da Diretiva 2006/32/CE [21]. No entanto, o arranque do MIBEL apenas ocorreu a 1 de julho de 2007, devido a várias condicionantes políticas dos governos Português e Espanhol [22]. Assim, com a criação do MIBEL, passou a existir um mercado único com cerca de 29 milhões de consumidores e um consumo anual na ordem dos 311 TWh [23].

Os acontecimentos cruciais na história da construção do Mercado Ibérico de Eletricidade são apresentados na Figura 3.9 [18].

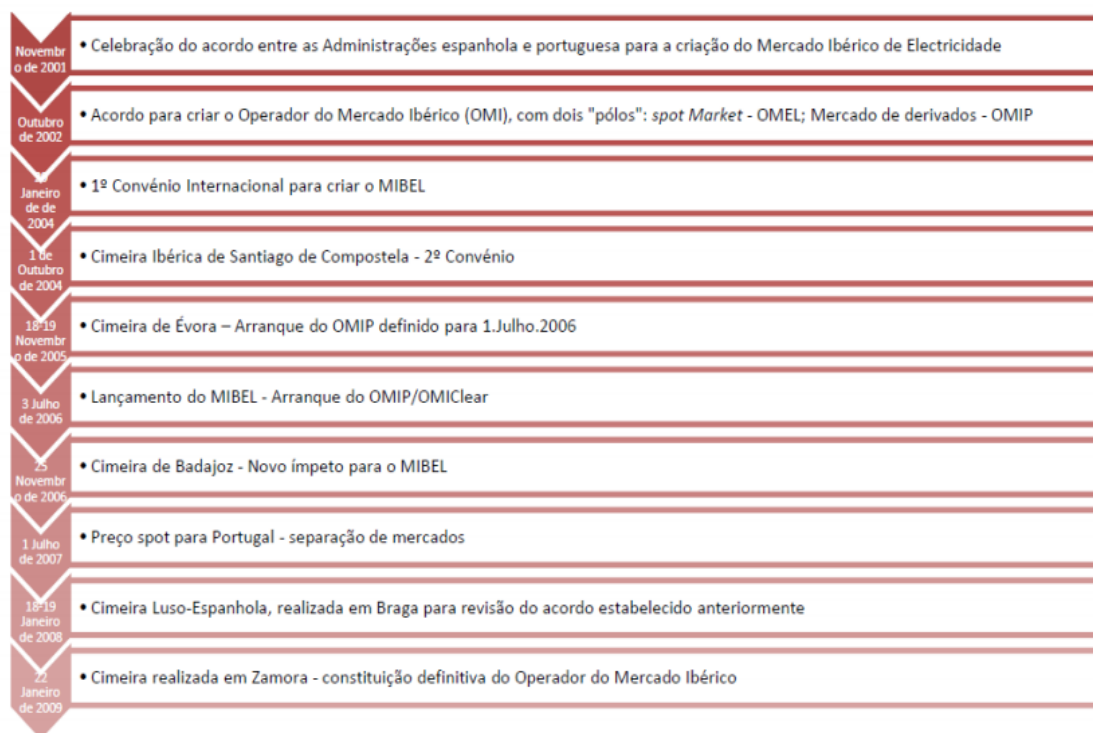


Figura 3.7 - Sequência cronológica dos eventos relevantes para a criação do MIBEL [18].

Os principais objetivos do MIBEL foram:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países através da integração dos respetivos sistemas elétricos;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países, com a existência de uma metodologia única e integrada de definição de preços de referência, para toda a Península Ibérica;
- Permitir a todos os participantes o livre acesso ao mercado, em condições de igualdade de direitos e de obrigações, de transparência e de objetividade;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas [24].

Para o sucesso da criação de um mercado único, no que diz respeito ao cumprimento dos objetivos definidos pelo MIBEL, foi necessário lidar com algumas dificuldades no processo de integração dos mercados dos dois países. Destacam-se: a capacidade de interligação entre os dois países, a compra de determinada quantidade de eletricidade num país e a sua venda noutro, ou ainda a diferente regulamentação existente entre Portugal e Espanha. Na XVIII Cimeira Luso Espanhola que se realizou em 2002, decidiu-se que o modelo do MIBEL iria ser baseado na existência de um Operador de Mercado Único, OMI [23].

3.3.2 - Organização estrutural do MIBEL

O modelo de funcionamento do MIBEL tem por base um modelo misto, integrando um mercado em *Pool* simétrico e voluntário com inclusão dos Mercados Diário e Intradiário, assim como a existência de contratos bilaterais físicos e financeiros [17].

A organização do MIBEL centra-se na liberdade de contratação entre os participantes no mercado. O mercado grossista de eletricidade está assente num conjunto de modalidades de contratação que se complementam entre si. Os mercados de contratação possíveis são [25]:

- Mercado de contratação a prazo, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico - Polo Português, OMIP, em que se estabelecem compromissos futuros de produção e de compra de eletricidade;
- Mercado de contratação à vista ou *Spot*, gerido pelo Operador do Mercado Ibérico - Polo Espanhol, OMIE, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários, em que se estabelecem programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação;
- Mercados de serviços de sistema, em que se pretende efetuar o equilíbrio da produção e do consumo de eletricidade em tempo real. Estes mercados são específicos de cada país sendo geridos por cada um dos TSO respetivos;
- Mercado de contratação bilateral, em que os agentes podem contratar eletricidade para diversos horizontes temporais.

O esquema organizativo do OMI encontra-se representado na Figura 3.10.



Figura 3.8 - Esquema organizativo do MIBEL [3].

Da constituição do Operador do Mercado Ibérico fazem parte dois polos:

- **OMIE** - relativo ao mercado à vista, a partir do Operador de Mercado já existente em Madrid;
- **OMIP** - orientado para o novo mercado a prazo em Portugal.

3.3.3 - OMIP

O OMIP foi constituído em 16 de junho de 2003 e constitui a bolsa de derivados do MIBEL, que controla a gestão do mercado conjuntamente com a OMIClear, sociedade constituída e detida totalmente pelo OMIP. Esta assegura as funções de Câmara de Compensação e Contraparte Central das operações realizadas no mercado [26]. As suas características mais relevantes estão presentes na Figura 3.11.



Figura 3.9 - Organização estrutural do OMIP e OMIClear [27].

Os seus objetivos são [26]:

- Promover o desenvolvimento do mercado ibérico de eletricidade, pois a existência de um mercado de derivados cria condições aos intervenientes de se tornarem mais competitivos no sector elétrico;
- Promover preços de referência ibéricos, sustentando o desenvolvimento económico em torno da energia e suportando a liberalização do mercado;
- Disponibilizar instrumentos eficientes de gestão de risco, pois o principal foco do mercado de derivados é garantir a cobertura de riscos associados à variação dos preços;

- Superar algumas das limitações do Mercado *Over The Counter* (OTC).

As funções desempenhadas pelo OMIP na regulação de mercado são [26]:

- Admissão dos participantes;
- Definição e listagem dos Contratos, bem como gestão da sua negociação;
- Promoção, em coordenação com a OMIClear, do registo das Operações;
- Supervisão, em coordenação com as Autoridades, do funcionamento do mercado;
- Exercício do poder disciplinar relativamente aos seus Membros;
- Prestação de informação relevante aos participantes e ao público em geral relativamente ao funcionamento do mercado a prazo e ao estabelecimento de referenciais de preço, designadamente através da publicação do Boletim de Mercado.

Os instrumentos financeiros disponibilizados pelo OMIP são [28]:

- **Contratos de Futuros** - Contratos padronizados de compra e de venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que as duas partes se comprometem a entregar e a comprar a energia a um preço determinado no momento da transação. Estes contratos possuem liquidações diárias (margens) entre o preço de transação e a cotação de mercado (a futuro) de cada dia. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à camara de compensação (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos *Forward*** - Contrato padronizado de compra e de venda de energia para um determinado horizonte temporal, em que as duas partes se comprometem a entregar e a comprar a energia a um preço determinado no momento da transação. Este tipo de contratos não possui liquidações diárias das margens durante o período de negociação, sendo a margem liquidada integralmente nos dias de entrega física ou financeira. Os agentes compradores e vendedores não se relacionam diretamente entre si, cabendo à camara de compensação (OMIClear) a responsabilidade de liquidar as margens diárias e o contrato na data ou período de entrega;
- **Contratos SWAP** - Contrato padronizado, em que se troca uma posição em preço variável por uma posição de preço fixo, ou vice-versa, dependendo do sentido da troca. Estes contratos destinam-se a gerir ou tomar risco financeiro, não existindo entrega do produto subjacente mas apenas liquidação das margens correspondentes.

3.3.4 - OMIE

O OMIE, Operador do Mercado Ibérico de Energia - Pólo Espanhol surgiu em 1998, e representa a entidade gestora do mercado de contratação à vista, com uma componente de contratação diária e uma componente de ajustes intradiários (Mercados Intradiários), em que são estabelecidos programas de venda e de compra de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação. Assim, o OMIE é a entidade responsável pela realização das liquidações dos Mercados Diários e Intradiários.

O OMIE apresenta como funções [26].

- A gestão dos preços dos mercados da eletricidade e de todos os outros mercados, em que se negoceiem qualquer outro tipo de energia ou produtos relacionados com energia, organizada ou não organizada do mercado;
- A gestão e liquidação de transações nos mercados da eletricidade, assim como em todos os outros mercados em que se negoceiem qualquer outro tipo de energia ou de produtos relacionados com energia.

3.3.4.1 - Mercado Diário

Como parte integrante de produção de energia elétrica, o Mercado Diário é a plataforma onde se transaciona a eletricidade para o dia seguinte, mediante a apresentação de ofertas de venda e aquisição de energia elétrica, por parte dos agentes do mercado [29]. Este mercado forma preço para cada uma das 24 horas de cada dia e para cada um dos 365 ou 366 dias de cada ano, e apresenta um funcionamento em modelo *Pool*. Existe portanto um cruzamento das ofertas de compra e de venda por parte dos diversos agentes registados para atuar naquele mercado, que indicam as ofertas, o dia e a hora a que se reportam, assim como o preço e a quantidade de energia correspondentes. O preço de mercado é determinado pela interseção das curvas de oferta e de procura, e o seu valor corresponde ao menor dos preços que garante que a oferta satisfaz a procura, tal como se ilustra na Figura 3.12 [30].

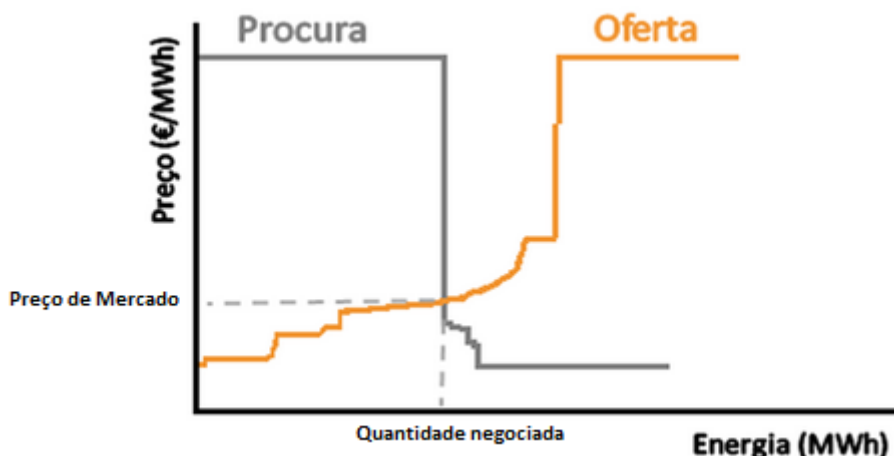


Figura 3.10 - Obtenção do preço de mercado por interseção da curva de Oferta e de Procura [30].

Os produtores enviam ofertas de venda ao Operador de Mercado que podem ser simples ou integrar condições de complexidade a cumprir para integrar o despacho final. Às ofertas simples, compreende o requisito mínimo de uma oferta, incluindo o preço mínimo a receber e a quantidade de energia. As que integram condições de complexidade, expressam fatores económicos ou técnicos para integrarem o despacho. As condições de complexidade são [31]:

- **Condição de indivisibilidade** - permite fixar, no primeiro lanço de cada hora, um valor mínimo de funcionamento;
- **Graduação de carga** - permite estabelecer a diferença máxima entre a potência no início de uma hora e a potência final dessa hora da unidade de produção, limitando a variação de energia produzida em função do resultado do mercado na hora anterior e na seguinte. Dessa forma, evitam-se mudanças bruscas nas unidades de produção que não podem, tecnicamente, ser implementadas;
- **Remuneração mínima** - permite a especificação de uma condição para a totalidade das horas do dia, verificando-se que a unidade de produção não participa no resultado do despacho do dia, se não obtiver para o conjunto da sua produção no dia uma remuneração superior a uma quantidade fixa, estabelecida em cêntimos de euros, acrescida de uma remuneração variável estabelecida em cêntimos de euro por cada kWh despachado;
- **Paragem programada** - esta condição permite realizar uma paragem programada num tempo máximo de três horas caso a unidade de produção tenha sido retirada do despacho por não cumprir a condição de remuneração mínima. Evita portanto, a paragem desde o programa na última hora do dia anterior até à primeira hora do dia seguinte, mediante a aceitação do primeiro lanço para as três primeiras horas da sua oferta como ofertas simples, com a única condição de que no primeiro lanço de cada hora a energia oferecida seja decrescente.

3.3.4.2 - Mercado Intradiário

O Mercado Intradiário do MIBEL é uma plataforma complementar ao Mercado Diário que realiza os ajustes sobre o programa diário viável definitivo, consoante a apresentação de ofertas de venda e de aquisição de energia elétrica por parte dos agentes do mercado [32]

O Mercado Intradiário é estruturado atualmente em seis sessões. Em cada uma delas determina-se um novo despacho para cada uma das horas a que a sessão diz respeito. As características e cronologia de eventos relativa a cada uma das sessões do Mercado Intradiário encontram-se representadas na Figura 3.13.

	SESSÃO 1ª	SESSÃO 2ª	SESSÃO 3ª	SESSÃO 4ª	SESSÃO 5ª	SESSÃO 6ª
Abertura de sessão	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Encerramento de sessão	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Concertação	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepção de desagregações de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicação PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de programação (períodos horários)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

Figura 3.11 - Cronologia e características das várias sessões intradiárias [31].

Observando a Figura 3.13, constata-se que a primeira sessão forma preço para as últimas 4 horas do dia mais as 24 horas do dia seguinte. Já relativamente à sexta sessão, observa-se que o horizonte de programação compreende um período de 9 horas, compreendido entre as 16 horas e as 24 horas do próprio dia de negociação.

3.3.5 Interligações - *Market Splitting*

Nas interligações ocorre congestionamento quando a capacidade da interligação entre duas ou mais redes não permite acomodar todo o fluxo de energia resultante das transações pretendidas pelos agentes do mercado. Esta situação pode dever-se à insuficiente capacidade das linhas de interligação ou a limitações ao nível interno de cada uma das redes nacionais [32]. Para gestão dessa restrição no curto prazo, os acordos de criação e desenvolvimento do MIBEL instituíram a regra da separação de mercados, designada por *Market Splitting*, caso o trânsito nas interligações, que decorra do encontro das procuras e ofertas agregadas ibéricas, exceda a capacidade disponível para fins comerciais para esse horizonte temporal. O *Market Splitting* consiste num mecanismo de leilão da capacidade de interligação implícito nas licitações que os agentes efetuam no Mercado Diário, cuja introdução no MIBEL ocorreu no dia 1 de julho de 2007. O seu funcionamento está ilustrado na Figura 3.14 a seguir representado.

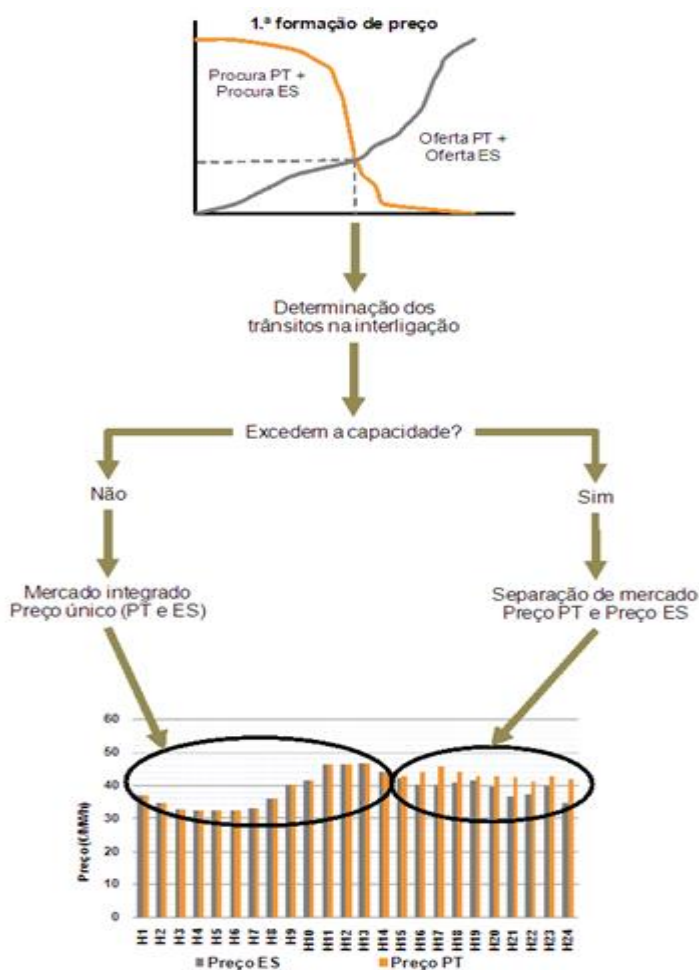


Figura 3.12 - Market Splitting [30].

Como se pode observar na Figura 3.14, na ocorrência de congestionamento e consequente separação de mercados, são formados preços diferenciados (*spread*) para cada uma das áreas do MIBEL, sendo mais elevado o preço para quem importa energia. Considerando o exemplo da Figura 3.14 tal ocorre para Portugal no período das 14 às 24h. Nas restantes horas deste dia os preços foram iguais, não tendo ocorrido congestionamento das linhas de interligação [30][33].

3.3.6 - Serviços de Sistema

A implementação do MIBEL representou o início de uma nova realidade do sector elétrico em Portugal, possibilitando não só a participação dos agentes portugueses nos Mercados a Prazo, Diário e Intradiário, como novos processos e mecanismos de operação do sistema elétrico.

Desta forma, para obter um mercado concorrencial onde o abastecimento primasse pela qualidade e segurança, criaram-se dois mecanismos adicionais baseados em dois aspetos fundamentais: a resolução das restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema.

Relativamente aos serviços de sistema, são considerados dois conjuntos: os serviços de sistema obrigatórios e os serviços de sistema complementares. Os serviços de sistema obrigatórios correspondem a serviços não remunerados que qualquer unidade de produção, em regime ordinário, deve fornecer, como a regulação de tensão, a manutenção da estabilidade ou a regulação primária de frequência.

Os serviços de sistema complementares agregam os restantes serviços de sistema, sendo passíveis de remuneração e devendo ser contratados com base em mecanismos transparentes e não discriminatórios, com o objetivo de promover a eficiência económica. O modelo adotado define uma separação implícita entre os serviços de sistema complementares regulares e aqueles que são necessários pontualmente. No primeiro caso, a contratação baseia-se em mercados de ofertas e englobam a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação ou regulação terciária. O segundo caso, é relativo à compensação síncrona, arranque autónomo ou a interruptibilidade, baseados em contratos bilaterais [34].

Em qualquer dos casos e apesar de haver passos iniciais dos dois TSO ibéricos, os serviços de sistema continuam a ser definidos e contratados por cada um dos TSO tendo em conta as necessidades de cada um dos dois sistemas elétricos.

Capítulo 4

Metodologia Desenvolvida

4.1 - Introdução

No presente capítulo, é descrita a metodologia utilizada no estudo do impacto que a elasticidade da carga representa nos preços de mercado. De forma a facilitar a obtenção e análise dos resultados, foi criada uma aplicação computacional que permite ao utilizador obter o preço de mercado e posteriormente um novo preço de mercado com a inclusão de variações da elasticidade da carga. Para isso, os dados sobre os quais incidirá o estudo dizem respeito ao Mercado Diário, cuja entidade responsável é o OMIE que corresponde ao Operador do Mercado Ibérico - Pólo Espanhol. O Mercado Diário está encarregue nas transações do mercado de eletricidade, recebendo propostas de compra e de venda de energia elétrica para cada hora do dia seguinte, ou seja, o denominado *Day-Ahead Market*. Este estudo incide sobre o mês de julho e o mês de dezembro de 2012.

4.2 - Elasticidade da Procura

As leis da procura e da oferta indicam a direção das variações do preço de um determinado produto e da quantidade negociada em resposta às várias alterações da procura e da oferta. De forma geral, não é muito elucidativo saber apenas que o preço e a quantidade aumentam ou diminuem tornando-se o conhecimento da grandeza relativa de cada uma das variações um aspeto importante na análise a efetuar. A sensibilidade das variações das quantidades de um determinado produto face às alterações verificadas no seu preço e de outras variáveis explicativas são definidas pelo conceito de elasticidade [35].

A Figura 4.1 representa duas curvas de procura com diferentes inclinações. A curva que passa pelos pontos A e C apresenta uma elasticidade em relação ao preço superior comparativamente à curva que passa pelos pontos A e B. Significa que se ocorrer um aumento do preço a partir do ponto A, quanto mais elástica for a procura em relação ao preço, maior será a quebra na quantidade procurada. Existe por isso uma relação negativa entre o preço e a quantidade que é procurada.

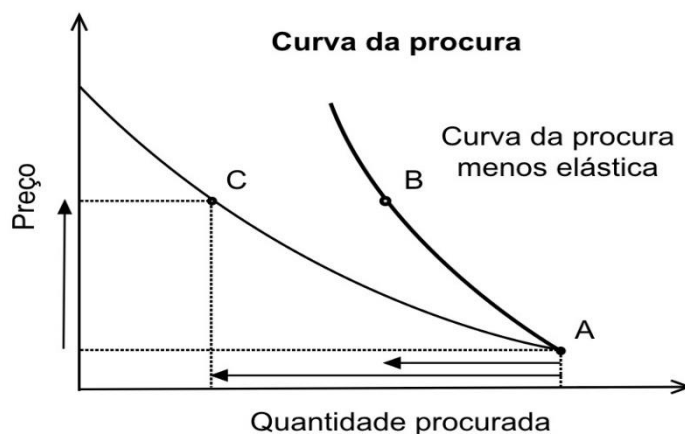


Figura 4.1 - Conceito de elasticidade aplicado na curva da procura.

No âmbito da presente dissertação o caso de estudo centra-se no conceito definido por elasticidade preço da procura (ou simplesmente elasticidade da procura), uma vez que o objetivo da dissertação é analisar o impacto que a elasticidade da carga traduz no preço final de mercado. Desta forma, a elasticidade da procura representa uma medida da sensibilidade da quantidade procurada de um produto face à variação do preço desse mesmo produto. Exprime portanto a variação percentual da quantidade procurada de um produto causada pela variação de um por cento no preço do produto. A elasticidade preço da procura é representada simbolicamente pela letra grega eta, η e pode ser definida por (4.1).

$$\eta = \frac{\text{variação percentual da quantidade procurada}}{\text{variação percentual do preço}} \quad (4.1)$$

Existem três casos específicos em que os valores da elasticidade da procura correspondem a casos particulares de curvas de procura [36]:

- $\eta = 0$: corresponde aos casos em que não existe qualquer alteração na quantidade em caso de alteração do preço, ou seja, diz-se que a procura é perfeitamente rígida ou inelástica;

- $\eta = 1$: corresponde aos casos em que a ocorrência de uma alteração no preço conduz exatamente à mesma alteração na quantidade, ou seja, a procura diz-se unitária;
- $\eta = \infty$: corresponde aos casos em que na ocorrência de qualquer alteração, verifica-se que o valor da quantidade passa a ser zero, isto é, deixa de haver qualquer procura desse bem, ou seja, a procura diz-se perfeitamente elástica.

A Figura 4.2 representa as várias classificações da curva de demanda consoante a sua inclinação, admitindo que no eixo horizontal se encontra a quantidade e no eixo vertical o preço.

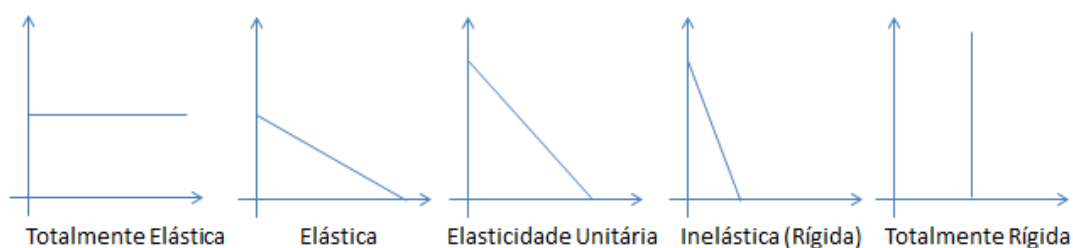


Figura 4.2 - Caracterização do tipo da elasticidade da procura.

4.3 - Descrição da Metodologia

De forma a determinar o impacto provocado pela elasticidade da carga nos preços de mercado é necessário primeiro aceder ao *website* relativo ao Operador de Mercado Ibérico, onde através da ligação <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> se acede aos dados relativos ao Mercado Diário. Nesta ligação, é seleccionada a opção curvas de oferta e de compra, que permite aceder aos preços de mercado para cada hora de cada dia do mês respetivo. Através do Operador de Mercado são também disponibilizados os ficheiros Excel com os dados relativos a todas as propostas de venda e de compra para o dia seguinte, cuja organização possibilita verificar qual o preço de mercado através da interseção entre curvas agregadas das vendas e das propostas das compra. Este ficheiro de extensão “.xls”, apresenta a hora e o dia ao qual se refere a proposta, sendo estas classificadas em V ou C, para distinguir as ofertas de venda ou compra, respetivamente. Estas são também classificadas em C ou O, quer sejam propostas casadas ou ofertadas, dependendo se entram ou não no despacho final.

Para utilizar a metodologia desenvolvida é necessário conhecer as propostas de venda e de compra de forma a conhecer as suas curvas agregadas. Desta forma, relativamente ao processo de filtragem, apenas foram consideradas as propostas de vendas e compras casadas, portanto que entram no despacho final.

De forma a facilitar o processo de análise de cada preço de mercado de cada hora do dia seguinte, foi desenvolvida uma aplicação computacional que permitisse ao utilizador inserir a data e hora que pretendem analisar. Esta aplicação computacional permite também ao

utilizador fazer diversas variações da elasticidade da carga para estudar o impacto produzido no preço de mercado. Para obter a interseção entre as curvas agregadas das propostas é necessário primeiro aproximar as duas curvas através de duas retas linearizadas. A alteração do declive da reta que aproxima a curva agregada das compras (operação que o programa disponibiliza ao utilizador) origina um novo ponto de interseção entre a nova curva de compras e a de vendas. Essa nova interseção representa um novo preço de mercado, permitindo analisar o impacto que o aumento da elasticidade da carga exerce sobre o preço de mercado.

Este processo foi construído recorrendo à linguagem de programação Visual Basic por sugestão da EDP-Gestão da Produção de Energia, S.A, uma vez que esta representa a linguagem maioritariamente utilizada dentro da empresa, permitindo uma fácil utilização e possível melhoramento futuro.

A organização dos dados fornecidos pelo Operador de Mercado pode ser visualizada na Figura 4.3:

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Hora	Fecha	País	Unidad	Tipo Oferta	Energía Compra/Venta	Precio Compra/Venta	Ofertada (O)/Casada (C)
2	1	01/12/2012	MI		C	4.910,2	180,30	O
3	1	01/12/2012	MI		C	0,9	180,30	O
4	1	01/12/2012	MI		C	0,1	180,30	O
5	1	01/12/2012	MI		C	13,4	180,30	O
6	1	01/12/2012	MI		C	25,0	180,30	O
7	1	01/12/2012	MI		C	3.238,3	180,30	O
8	1	01/12/2012	MI		C	25,0	180,30	O
9	1	01/12/2012	MI		C	70,0	180,30	O
10	1	01/12/2012	MI		C	100,0	180,30	O
11	1	01/12/2012	MI		C	1.818,5	180,30	O
12	1	01/12/2012	MI		C	8,8	180,30	O
13	1	01/12/2012	MI		C	74,8	180,30	O
14	1	01/12/2012	MI		C	161,6	180,30	O
15	1	01/12/2012	MI		C	1.233,8	180,30	O
16	1	01/12/2012	MI		C	2,9	180,30	O
17	1	01/12/2012	MI		C	708,2	180,30	O
18	1	01/12/2012	MI		C	3.627,3	180,30	O
19	1	01/12/2012	MI		C	2.897,7	180,30	O
20	1	01/12/2012	MI		C	705,2	180,30	O
21	1	01/12/2012	MI		C	1.916,2	180,30	O
22	1	01/12/2012	MI		C	121,5	180,30	O
23	1	01/12/2012	MI		C	2,2	180,30	O
24	1	01/12/2012	MI		C	664,5	180,30	O
25	1	01/12/2012	MI		C	1,0	180,30	O

Figura 4.3 - Organização dos dados disponibilizados pelo Operador de Mercado.

Para cada hora do dia, o programa filtra as propostas de acordo com o tipo de oferta, e se estas são ofertadas ou casadas. Para formar a curva das ofertas de venda e retirar os dados que compõem as propostas com preço e energia, inicialmente, o programa filtra estas propostas por venda e casadas e ordena-as por ordem ascendente do preço. O seguinte passo consiste em somar a energia parcela a parcela, ou seja, somar a energia da proposta em questão ao somatório das energias referentes às propostas anteriores já consideradas para a construção da curva.

Um processo semelhante é utilizado para as propostas de compra. Portanto, também estas são filtradas por tipo de oferta e se entram ou não no despacho. Neste caso são selecionadas as ofertas de compra casadas e são ordenadas por ordem decrescente do seu valor de preço. A energia é também somada parcela a parcela baseado no procedimento anteriormente referido, tendo em conta o preço associado a cada proposta, do mais elevado para o menor.

Após tratamento dos dados, estão reunidas as condições que permitem construir as curvas de oferta das compras e das vendas cuja interseção representa o preço de mercado. Com a sua linearização, são obtidas as equações de retas que aproximam estas duas curvas com a utilização de 3 pontos distintos denominados por A, B e C, tal como se indica na Figura 4.4. Este caso é referente à hora 1 do dia 1 de dezembro 2012, e será utilizado e analisado mais à frente.

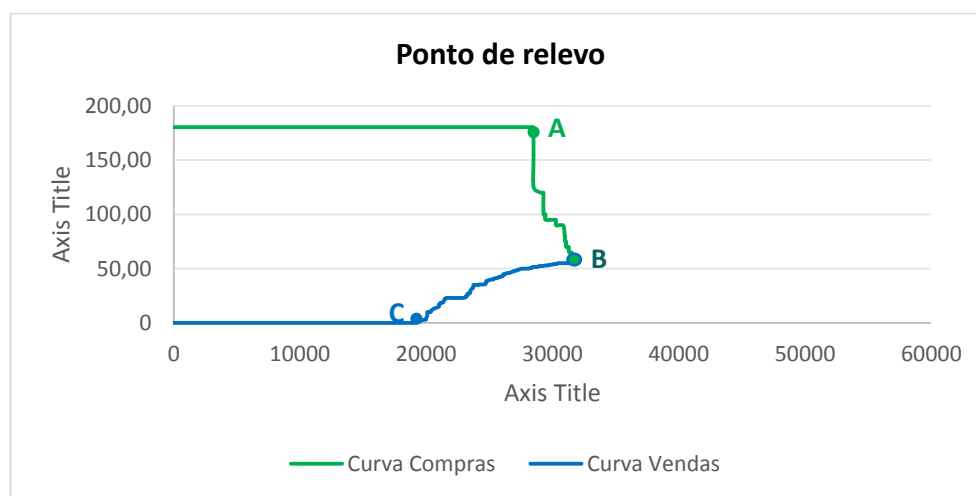


Figura 4.4 - Exemplo para a hora 1 do dia 01/12/2012 da curva de vendas e compras com pontos usados para linearização.

Nesta figura:

$$A = (x_1, y_1)$$

$$B = (x_2, y_2)$$

$$C = (x_3, y_3)$$

O primeiro passo para obter o preço de mercado passa, como referido anteriormente por linearizar as curvas das compras e das vendas, aproximando-as por duas retas com equação do tipo da apresentada em (4.2).

$$y = mx + b \quad (4.2)$$

Nesta expressão:

- m representa o declive da reta;
- b é a ordenada do ponto em que a reta interseja o eixo yy (ordenada na origem).

Para obter o declive da equação da reta que lineariza a curva de compras, são necessários 2 pontos representados na Figura 4.4 por A e B. O ponto A representa os valores relativos à primeira proposta com valor menor mas mais próximo do valor do preço de referência, cujo valor é de 180,3 €/MWh. Já o ponto B corresponde à última proposta de venda casadas, ou seja, o preço referente a essa proposta representa o preço de mercado. Com estes pontos é possível calcular o declive da reta, através da equação descrita em (4.3).

$$m_c = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (4.3)$$

O valor para o qual a reta cruza o eixo dos yy (ordenada na origem) é dado por (4.4).

$$b_c = y_2 - (m_c \times x_2) \quad (4.4)$$

Estão reunidas as condições para descrever a equação da reta da curva de compras através de (4.5) utilizando os valores de m_c e b_c dados por (4.3) e (4.4).

$$y_c = m_c x + b_c \quad (4.5)$$

Nestas expressões:

- y_c é o preço de mercado para uma quantidade de energia negociada x ;
- m_c é o declive da reta que aproxima a curva das compras;
- x é a quantidade de energia negociada ao preço de mercado;
- b_c é a ordenada na origem da reta que aproxima a curva das compras.

O mesmo processo é adotado para a curva das vendas, desta vez usando os pontos B e C. O declive da reta que aproxima a curva das vendas é obtido através de (4.6).

$$m_V = \frac{y_2 - y_3}{x_2 - x_3} \quad (4.6)$$

O valor para o qual a reta cruza o eixo dos yy (ordenada na origem) é dado por (4.7).

$$b_V = y_2 - (m_V \times x_2) \quad (4.7)$$

Dessa forma obtém-se a equação da reta da curva de vendas através de (4.8) utilizando os valores de m_V e b_V dados por (4.6) e (4.7).

$$y_V = m_V x + b_V \quad (4.8)$$

Nestas expressões:

- y_V é o preço de mercado para uma quantidade de energia negociada x ;
- m_V é o declive da reta que aproxima a curva das vendas;
- x é a quantidade de energia negociada ao preço de mercado;
- b_V é a ordenada na origem da reta que aproxima a curva das vendas.

Após determinar as equações das retas que aproximam as duas curvas, das compras e vendas respetivamente, igualam-se de forma a obter o seu ponto de interseção. Este representa o ponto em que a quantidade oferecida no mercado é igual à quantidade procurada representada graficamente como a interseção das duas retas. Dessa forma, é necessário igualar (4.5) a (4.8), tal como se indica em (4.9) e (4.10).

$$y_V = y_C \quad (4.9)$$

$$m_V x + b_V = m_C x + b_C \quad (4.10)$$

Para obter a interseção das duas retas resolve-se (4.10) em ordem a x , que representa a quantidade de energia negociada ao preço de mercado, obtendo-se (4.11).

$$x = \frac{(b_C - b_V)}{(m_V - m_C)} \quad (4.11)$$

O preço de mercado é o preço correspondente a essa quantidade de energia. Para calcular o seu valor substitui-se x em (4.5) ou (4.8).

Este processo implica em primeiro lugar a introdução de um novo ponto denominado por ponto D, o qual representa o valor em que a reta das compras intersecta o eixo dos xx , ou seja, quando o preço é zero, tal como demonstrado na Figura 4.5. Este ponto ficará fixo e serve para implementar a variação do declive a partir dele.

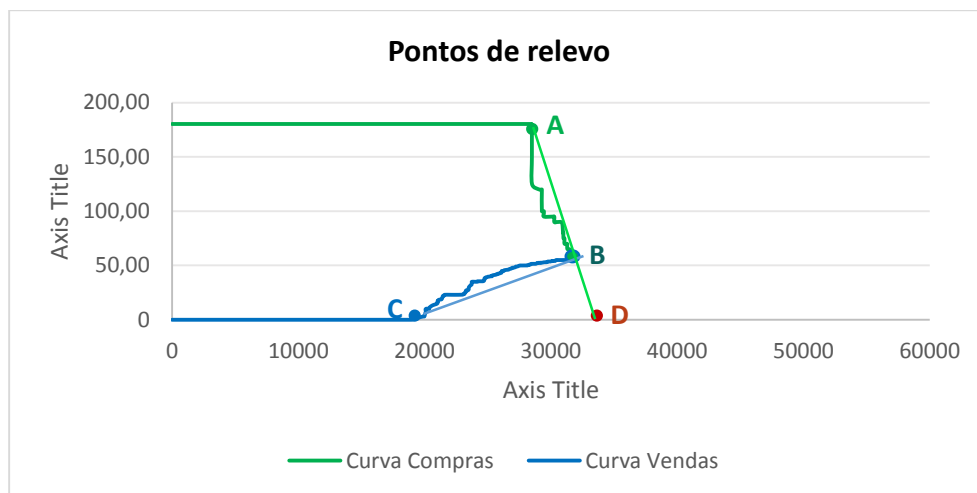


Figura 4.5 - Exemplo para a hora 1 do dia 1/12/2012 com linearização da reta de compras e ponto D.

Nesta figura:

$$A = (x_1, y_1)$$

$$B = (x_2, y_2)$$

$$C = (x_3, y_3)$$

$$D = (x_4, y_4)$$

Para analisar o impacto da elasticidade da carga o processo utilizado é semelhante ao anterior, com a variante de haver uma variação do declive em relação inicialmente obtido de -10%, -20%, -30%, -40%, -50%. Dessa forma será obtida uma nova ordenada na origem que é necessário calcular, bem como uma nova equação de retas que aproxima a curva das compras. Esta nova equação de reta faz com que exista uma nova interseção entre a reta que aproxima a curva das vendas que se mantém intacta e a de compras, já com o novo declive.

A Figura 4.6 serve como exemplo duma possível variação de declive e as fórmulas que permitem calcular os parâmetros necessários para obter a nova equação da reta com um novo declive serão apresentadas posteriormente.

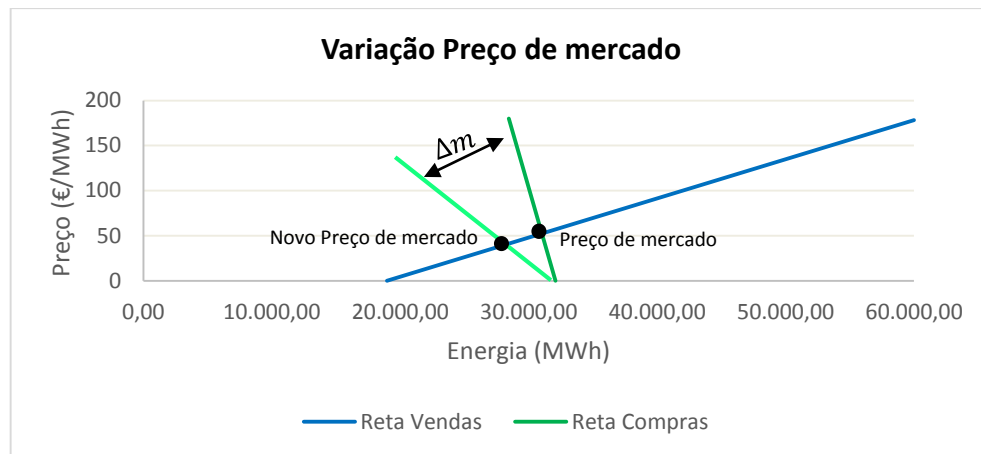


Figura 4.6 - Exemplo duma possível variação de declive na equação de reta que aproxima a curva das compras.

Surge portanto um novo declive da reta que aproxima a curva das compras obtido pela expressão representada em (4.12).

$$m_{Cnovo} = m_C + (m_C \times m_{\%}) \quad (4.12)$$

A variação do declive é calculada através de (4.13).

$$\Delta m = m_C - m_{Cnovo} \quad (4.13)$$

A nova ordenada na origem é calculada após obter o novo declive e com recurso ao ponto B, traduzida pela expressão apresentada em (4.14).

$$b_{Cnovo} = y_4 - (m_{Cnovo} \times x_4) \quad (4.14)$$

Utilizando estes valores obtém-se a equação da nova reta que aproxima a curva das compras, tal como representado em (4.15).

$$y_{Cnovo} = m_{Cnovo}x_{novo} + b_{Cnovo} \quad (4.15)$$

Nestas expressões:

- Δm é a variação do declive;
- $m_{\%}$ é a percentagem de variação do declive inicial;
- Y_{Cnovo} é a equação da nova reta que aproxima a curva das compras com um declive diferente.
- m_{Cnovo} é o novo declive da reta que aproxima a curva das compras;
- x_{novo} é a quantidade de energia negociada ao novo preço de mercado;

- b_{Cnovo} é a nova ordenada na origem da reta que aproxima a curva das compras.

Em seguida, tal como anteriormente, iguala-se a equação da reta que aproxima a curva das vendas, com a nova equação de reta que aproxima a curva das compras como se indica em (4.16) e (4.17).

$$y_V = y_{Cnovo} \quad (4.16)$$

$$m_V x + b_V = m_{Cnovo} x_{novo} + b_{Cnovo} \quad (4.17)$$

Para obter a interseção das duas retas, resolve-se (4.17) em ordem a x_{novo} que representa a quantidade de energia negociada ao novo preço de mercado, como indica (4.18).

$$x_{novo} = \frac{(b_{Cnovo} - b_V)}{(m_V - m_{Cnovo})} \quad (4.18)$$

O preço de mercado é o preço correspondente a essa quantidade de energia. Para calcular o seu valor substitui-se x_{novo} em (4.15).

Esta variação de declive permite estudar o impacto da elasticidade da carga no preço de mercado, uma vez que a nova interseção da reta que aproxima a curva das vendas e a reta que aproxima a curva das compras se encontra abaixo da interseção anterior, tal como se encontra representado no exemplo ilustrativo seguinte.

4.4 - Exemplo Ilustrativo

Para uma melhor compreensão e visualização da metodologia desenvolvida pela aplicação computacional descrita no tópico anterior, encontram-se apresentados os cálculos passo-a-passo para uma hora específica do período correspondente ao estudo efetuado. Neste caso foi escolhida a primeira hora do dia 1 de dezembro de 2012, cujo gráfico representativo das curvas das vendas e das compras que se encontra apresentado no *site* do OMIE está apresentado na Figura 4.7.

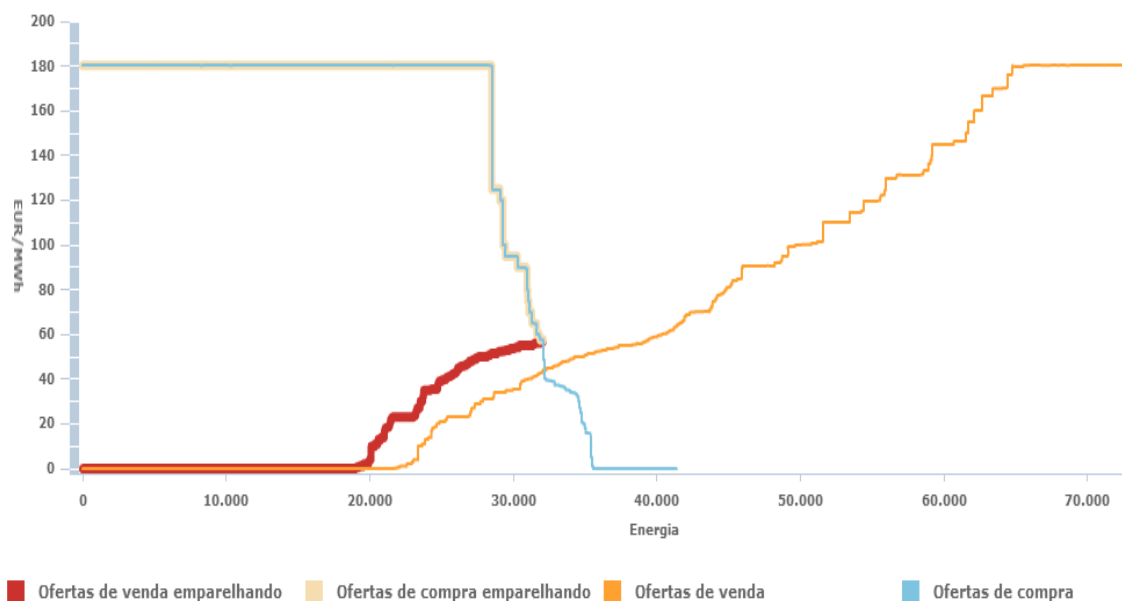


Figura 4.7 - Curvas agregadas de compra e venda relativas a hora 1 do dia 01/12/2012.

Visto apenas se tratar dum exemplo demonstrativo, será efetuado o cálculo do preço de mercado inicial e de seguida o novo preço de mercado para uma variação de 10% do declive inicial. Por fim será, calculado o novo preço de mercado correspondente a variação indicada. No entanto, é de realçar que a aplicação computacional permite ao utilizador variar o declive de forma livre, com o objetivo de observar o comportamento do preço de mercado com essas alterações.

Com isto, tendo em conta que os dados se encontram devidamente filtrados e ordenados de forma a construir as curvas das compra e das vendas respetivas, podem-se obter os primeiros pontos que permitem formular a equação da reta que neste caso aproxima a curva das vendas. Observando a Figura 4.5, o ponto B corresponde à última proposta de venda casada e por conseguinte o preço de mercado e quantidade de energia negociada a esse preço. O ponto C, por sua vez, representa o início do crescimento da curva de venda, ou seja, corresponde à primeira proposta negociada a preço não nulo. Os valores de energia e preço dos pontos B e C estão presentes na Tabela 4.1, pela ordem alfabética.

Tabela 4.1 - Valores de energia e preço referente ao ponto B e C.

Energia	Preço
Oferta de Vendas (MWh)	Oferta de Vendas (€)
32087,60	57,00
18966,70	0,01

Através destes pontos, pode-se obter o declive da reta através de (4.6) e a ordenada na origem através de (4.7).

$$m_V = \frac{57,00 - 0,01}{32087,60 - 18966,70} = 0,0043$$

$$b_V = 57,00 - (0,0043 \times 32087,60) = -82,37$$

A equação da reta que aproxima a curva de vendas é então dada por:

$$y_V = 0,0043 x - 82,37$$

Para obter a equação da reta que aproxima a curva das compras é necessário conhecer dois pontos dessa curva. Os pontos escolhidos são A e B e estão representados também na Figura 4.5. Os valores de energia e preço dos dois pontos estão presentes na Tabela 4.2 por ordem alfabética.

Tabela 4.2 - Valores de energia e preço referente ao ponto A e B.

Energia	Preço
Oferta de Compras (MWh)	Oferta de Compras (€)
28454,70	180,00
35087,60	57,00

Através destes pontos, pode-se obter o declive da reta através de (4.3) e a ordenada da origem através de (4.4) obtendo:

$$m_C = \frac{57,00 - 180,00}{35087,60 - 28454,70} = -0,034$$

$$b_C = 57,00 - (-0,034 \times 35087,60) = 1143,40$$

A equação da reta que aproxima a curvas das compras será então dada por:

$$y_C = -0,034 x + 1143,40$$

Desta forma temos as duas equações de reta que nos vão permitir calcular o preço de mercado através da sua interseção, tal como se ilustra na Figura 4.8.

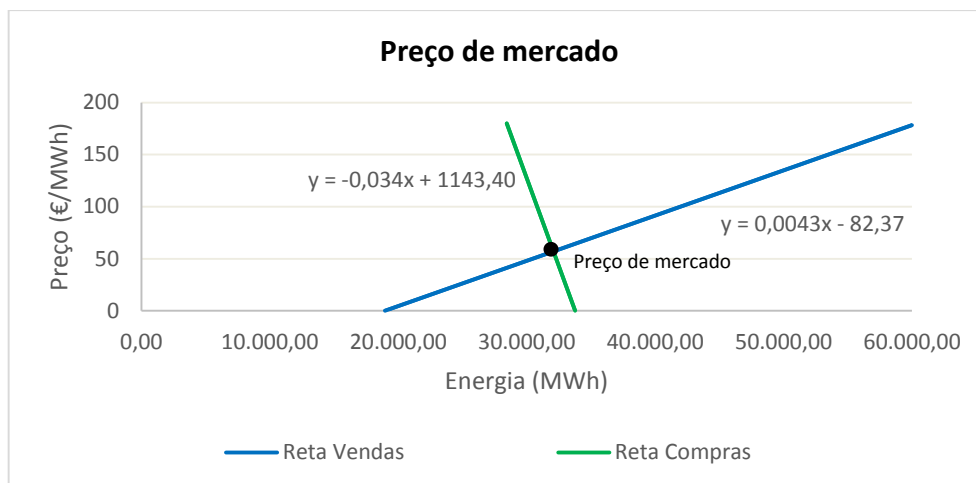


Figura 4.8 - Retas que aproximam a curva das vendas e das compras para a hora 1 do dia 01/12/2012.

O cálculo da sua interseção passa por igualar as equações das duas retas conhecidas, como indicado em (4.9) e (4.10).

$$0,0043x - 82,37 = -0,034x + 1143,40$$

Aplicando-se a fórmula em (4.11), descobre-se a quantidade de energia negociada, que corresponde à interseção das duas retas.

$$x = \frac{1143,39 - (-82,37)}{0,0043 - (-0,034)} = 32087,60$$

O preço de mercado é o preço correspondente a essa quantidade de energia, ou seja substituindo x em (4.4) ou (4.7).

$$y_V = 0,0043 \times (32087,60) - 82,37 = 57,00 \text{ €/MWh}$$

$$y_C = -0,034 \times (32087,60) + 1143,40 = 57,00 \text{ €/MWh}$$

Como referido anteriormente, este exemplo serve para demonstrar a alteração que a variação de 10% no declive da equação da reta que aproxima a curva das compras provoca no preço de mercado. Dessa forma, é necessário calcular o novo declive e de seguida fixar o ponto D para assim obter a nova ordenada na origem, através das expressões (4.12) e (4.14) obtendo assim a equação da reta apresentada em (4.15).

$$m_{Cnovo} = -0,034 \times (-0,034 \times 0,10) = -0,030$$

$$b_{Cnovo} = -\left(-0,030 \times \frac{1143,40}{-0,034}\right) = 1029,06$$

$$y_{Cnovo} = -0,030x + 1029,06$$

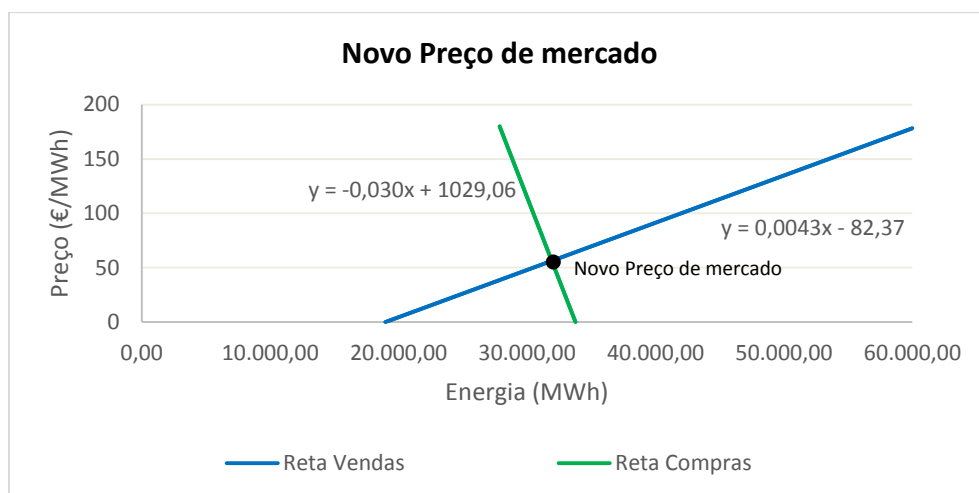


Figura 4.9 - Reta que aproxima a curva das vendas e nova reta que aproxima curva das compras para a hora 1 do dia 1/12/2012.

Aplica-se o mesmo processo utilizado anteriormente para saber a nova interseção, ou seja, aplica-se a expressão (4.17) e obtém-se:

$$0,0043x - 82,37 = -0,030x_{novo} + 1029,06$$

Resolve-se em ordem a x_{novo} :

$$x_{novo} = \frac{1029,06 - (-82,37)}{0,0043 - (-0,030)} = 31923,88$$

O novo preço de mercado é o preço correspondente a essa quantidade de energia, ou seja substituindo x em (4.7) ou (4.13).

$$y_V = 0,0043 \times (31923,88) - 82,37 = 56,29 \text{ €/MWh}$$

$$y_{Cnovo} = -0,030 \times (31923,88) + 1029,06 = 56,29 \text{ €/MWh}$$

4.5 - Diagrama da Aplicação Computacional

O diagrama que traduz em passos a aplicação computacional desenvolvida no âmbito desta dissertação para estudar as variações que o impacto da elasticidade da carga traz ao preço de mercado, está representado na Figura 4.10.

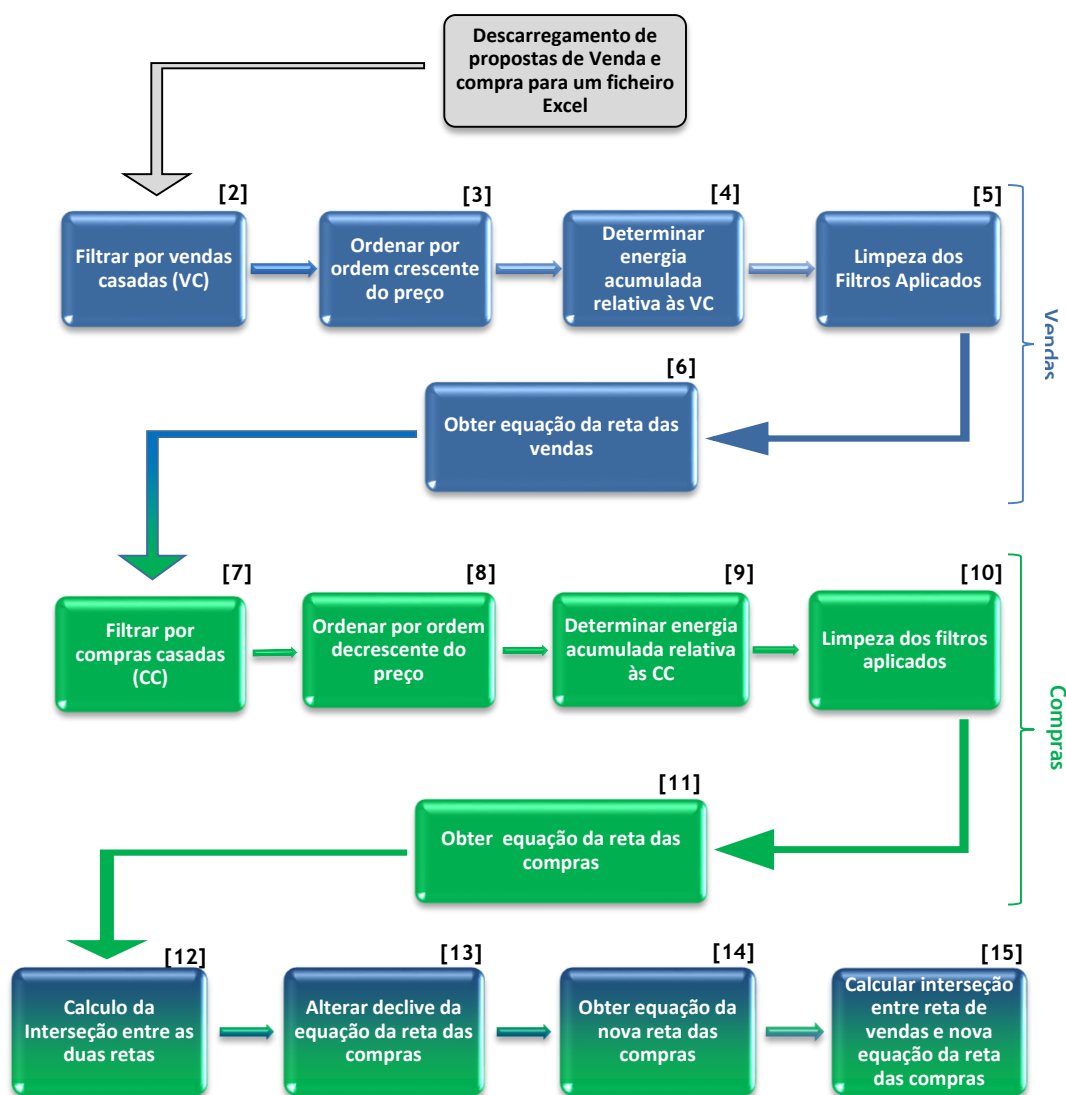


Figura 4.10 - Diagrama representativo da aplicação computacional.

De seguida são detalhados todos os passos apresentados no fluxograma anterior para uma hora a analisar:

(1) O processo inicia-se acedendo ao *website* do Operador de Mercado e dentro da página do pólo espanhol, OMIE, clica-se na opção que remete para o endereço <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> onde se procede ao descarregamento dos dados em Excel das “Curvas agregadas de Oferta e Demanda”, para cada hora do período que compreende o estudo a realizar;

(2) Após o acesso aos dados é necessário proceder ao tratamento dos mesmos. Para isso começa-se por filtrar pelo dia e hora que se pretende analisar e só depois se limita os dados pelas designações V no tipo de oferta e C na coluna ofertadas ou casadas. Desta forma, restringe-se às propostas de venda casadas para o dia e hora escolhido;

- (3) De seguida, as propostas de venda são ordenadas pela ordem crescente de preço;
- (4) Depois é somada a energia parcela a parcela, ou seja, numa determinada célula o seu valor será somado à soma dos valores de todas as células anteriores;
- (5) Após a realização destes passos, procede-se à limpeza de todos os filtros aplicados;
- (6) De notar que o preço correspondente à última proposta de venda casada corresponde ao preço de mercado, ponto B indicado na Figura 4.5. Com isto, reúnem-se as condições para obter a equação da reta que aproxima a curva das vendas, obtendo o declive através dos pontos C e B e depois a ordenada na origem, com a substituição dos valores do ponto C na equação da reta;
- (7) De seguida, procede-se ao tratamento de dados para obter a reta que aproxima a curva originada pelas propostas de compra. O procedimento é similar ao usado para a curva das vendas, com as diferenças óbvias de neste caso se proceder ao filtro pela designação de C na coluna do tipo de oferta. Tal como no tratamento de dados das vendas são seleccionadas as propostas casadas, portanto com a designação C na coluna de ofertadas ou casadas e são copiadas para duas colunas com o nome “Preço_Compras” e “Energia_Compras”.
- (8) Depois são ordenadas as propostas de compra pela ordem decrescente de preço;
- (9) De seguida é somada a energia parcela a parcela, ou seja, numa determinada célula o seu valor será somado à soma dos valores de todas as células anteriores;
- (10) É efetuada mais uma vez a limpeza dos filtros aplicados;
- (11) Com isto, reúnem-se as condições para obter a equação da reta que aproxima a curva de compras, obtendo o declive através dos pontos A e B e depois a ordenada na origem, com a substituição dos valores do ponto B na equação da reta.
- (12) Após obter as equações das duas retas que aproximam a curva das vendas e das compras respetivamente, é calculada a interseção entre essas duas retas. Para isso são igualadas as duas equações e obtido o valor da energia associada ao preço de mercado, para posteriormente se obter esse mesmo preço associado a essa energia negociada, que representa o preço de mercado.
- (13) O próximo passo consiste em alterar o declive da reta que aproxima a curva das compras. Para isso obtém-se um novo ponto que representa o valor para o qual a reta das compras intersesta o eixo dos xx, ou seja, quando o preço é zero. A partir desse ponto o declive inicial é variado de uma percentagem a indicar pelo utilizador.
- (14) O penúltimo passo consiste em obter a nova ordenada na origem para assim obter a nova equação da reta.
- (15) Por fim calcula-se a nova interseção através da igualdade entre a reta que aproxima a curva de vendas e a equação da reta que aproxima a nova curva de compras. Essa interseção representa o novo preço de mercado

4.6 - Ilustração da Aplicação Computacional

A seguinte ilustração pretende demonstrar o funcionamento da aplicação computacional e os passos utilizados até à obtenção dos resultados. O utilizador deve aceder ao *site* do Operador de Mercado Ibérico de forma a descarregar as propostas e organizar da forma pretendida, uma vez que o Operador de Mercado apenas possibilita retirar hora a hora de cada dia. Portanto se se pretende analisar vários dias, deve-se proceder ao descarregamento de todas as horas e copiar os valores para um único ficheiro de forma a ser processado duma só vez.

No primeiro passo tal como indicado na Figura 4.11, a aplicação desenvolvida pede ao utilizador para carregar o ficheiro com as propostas que deve estar armazenado no computador. O programa lê o ficheiro quer tenha um dia de propostas apenas, ou duas semanas.

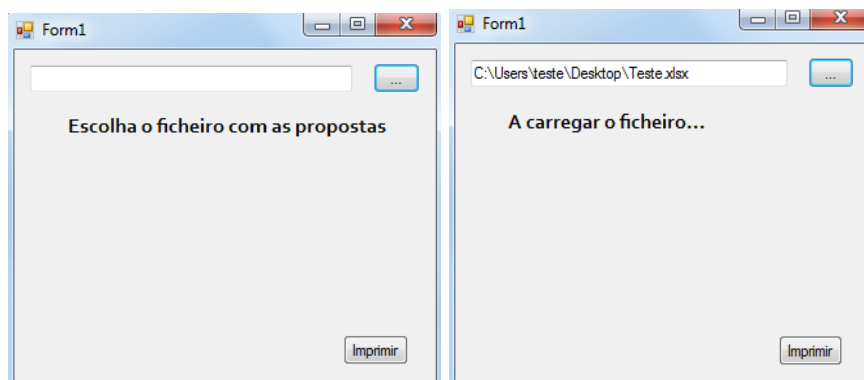


Figura 4.11 - Escolha do ficheiro com as propostas a partir do computador.

No segundo passo, a aplicação computacional pede ao utilizador para seleccionar o dia e a hora que pretende analisar, tal como indicado na Figura 4.12.

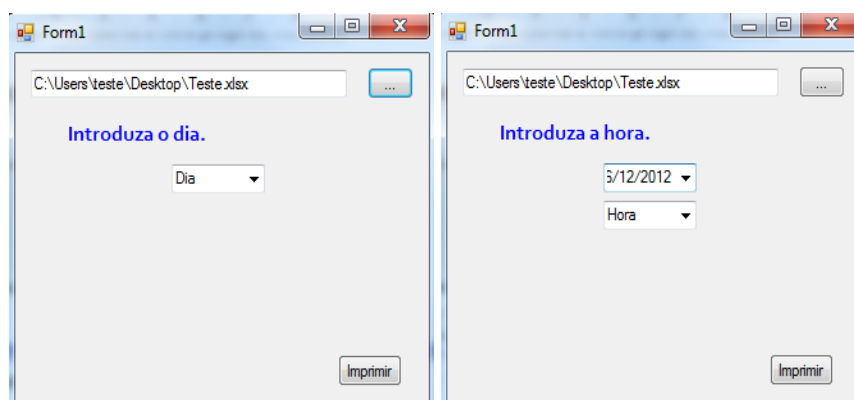


Figura 4.12 - Introdução de dia e hora.

De seguida, é obtido o preço de mercado e a energia negociada referentes ao dia e hora selecionado. Por fim, a variação do declive a incrementar (-10%, -20%, -30%, -40%, -50%) ao declive inicial para analisar o impacto que o aumento da elasticidade da curva de compras

provoca no preço de mercado. Obtém-se dessa forma um novo preço de mercado e uma nova energia negociada associada a esse preço, como representado na Figura 4.13.

Figura 4.13 - Preço de mercado, energia negociada e novo preço de mercado com correspondente energia negociada.

Ao pressionar o botão “Imprimir” a aplicação computacional imprime para um ficheiro “.xls” guardado no computador, todos os resultados e variações possíveis de todas as horas para cada dia do ficheiro carregado inicialmente. Um exemplo de um ficheiro de resultados encontra-se representado na Figura 4.14.

1	Dia	Hora	Preço	Energia	Preço -10%	Energia -10	Preço -20%	Energia -20	Preço -30%	Energia -30	Preço -40%	Energia -40	Preço -50%	Energia -50
2	05-12-2012	1	42,56	28679,1	41,8852239	28571,5006	41,0712583	28441,7061	40,0700834	28282,0592	38,8087206	28080,923	37,1705947	27819,7083
3	05-12-2012	2	35,6	26855,6	34,835842	26738,8872	33,9255717	26599,858	32,8228527	26431,4354	31,4594397	26223,196	29,7304945	25959,1274
4	05-12-2012	3	33,14	25931,5	32,2484422	25808,1163	31,199259	25662,9186	29,9465954	25489,5609	28,4248994	25278,9716	26,5370754	25017,7134
5	05-12-2012	4	28	25303,4	27,2886533	25195,6603	26,4487329	25068,447	25,4419163	24915,9558	24,2129717	24729,8213	22,6792743	24497,5294
6	05-12-2012	5	26,07	25019,4	25,4132581	24919,427	24,6374411	24801,3278	23,7069359	24659,681	22,570355	24486,6643	21,1507156	24270,5588
7	05-12-2012	6	30	25348,3	29,2010853	25234,9637	28,2603516	25101,5085	27,1363583	24942,0555	25,7697767	24748,1883	24,0725708	24507,4178
8	05-12-2012	7	36,98	25888,8	36,0446379	25764,7884	34,9399362	25618,3256	33,6153317	25442,7078	31,9979058	25228,2673	29,9784942	24960,531
9	05-12-2012	8	49,75	29293,1	48,8275596	29154,6095	47,7215229	28988,5547	46,3710196	28785,797	44,6849281	28532,6557	42,5204158	28207,6868
10	05-12-2012	9	50,16	32165,1	49,2387866	32016,4968	48,1337855	31838,2464	46,7839019	31620,4934	45,0975883	31348,4701	42,9311684	30998,9996
11	05-12-2012	10	55	34977,2	54,0457316	34788,2309	52,8984738	34561,0451	51,493096	34282,745	49,7314455	33933,894	47,4583812	33483,7702
12	05-12-2012	11	54,99	35692,8	54,0494312	35507,0659	52,91802	35283,6461	51,5311254	35009,7761	49,7911979	34666,1926	47,5437827	34222,3956
13	05-12-2012	12	52,56	35955,3	51,6723031	35784,4922	50,6039766	35578,9283	49,2936439	35326,7984	47,6485695	35010,2585	45,5216987	34601,013
14	05-12-2012	13	51,83	36592	51,0258025	36428,8326	50,0549822	36231,8584	48,8597704	35989,3563	47,3522038	35683,4792	45,3914321	35285,6491
15	05-12-2012	14	50,91	36387,4	50,166886	36234,155	49,2679538	36048,7772	48,1584551	35819,9763	46,7545905	35530,4713	44,9212928	35152,4086
16	05-12-2012	15	49,75	35710,4	49,0440267	35567,3744	48,1892448	35394,2012	47,1330614	35180,2253	45,7947905	34909,1003	44,0440039	34554,4024
17	05-12-2012	16	48,04	34607,3	47,3459088	34472,9573	46,5059992	34310,3912	45,4689264	34109,6637	44,1560342	33855,5509	42,4404107	33523,4886
18	05-12-2012	17	50	33966,7	49,3432628	33828,5211	48,5462103	33660,8196	47,5584953	33453,0023	46,3024114	33188,7197	44,6513868	32841,3407
19	05-12-2012	18	55,69	34825,8	54,9808387	34663,7793	54,1193875	34466,9652	53,0506899	34222,802	51,6897311	33911,8664	49,8976324	33502,4292
20	05-12-2012	19	62	35720,7	61,2022196	35526,7695	60,2334084	35291,2635	59,031964	34999,2073	57,5026632	34627,4532	55,4901013	34138,2244
21	05-12-2012	20	68,01	36415,5	67,0955107	36202,5154	65,9864115	35944,2062	64,6131838	35624,3815	62,8687223	35218,0964	60,5789615	34684,8111
22	05-12-2012	21	64,42	36216,7	63,6715285	36031,4367	62,760047	35805,8249	61,625795	35525,0724	60,1757334	35166,1501	58,2566346	34691,1307
23	05-12-2012	22	63,69	35878	63,0158733	35717,5921	62,1930209	35521,7951	61,1661227	35277,4456	59,8485395	34963,9278	58,0964952	34547,0305

Figura 4.14 - Resultados obtidos com a aplicação computacional para o dia 5 de dezembro de 2012.

Capítulo 5

Resultados

5.1 - Introdução

No presente capítulo são apresentados os principais resultados obtidos através da metodologia descrita no capítulo anterior relativos aos meses de dezembro e julho de 2012. É também feita uma análise à primeira semana de cada mês para se comparar os valores obtidos de preço de mercado, energia negociada e impacto do aumento da elasticidade da carga para um período que representa o Verão e para outro que representa o Inverno. Será feita uma análise aos valores médios para cada dia do mês, assim como as diferenças verificadas entre o preço de mercado com as ofertas iniciais e o preço de mercado com um aumento de 50% da elasticidade da curva das compras. Esta análise permite verificar como se comporta o preço de mercado com a variação da elasticidade da carga considerando modificações ao declive inicial da curva de compras de -10%, -20, -30%, -40% e -50%, ou seja um aumento da elasticidade da carga em 10%, 20%, 30%, 40%, 50% relação à elasticidade da carga obtida sem variações. As curvas agregadas de compra e venda referentes às horas onde existe maior e menor impacto do aumento da elasticidade da carga serão também apresentadas de forma a ter uma base de comparação do comportamento de ambas as curvas.

Em geral, quanto maior o declive inicial, maior será a variação do declive e consequentemente maior será a diferença entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado considerando ofertas com maior elasticidade. Esta relação é, em geral, não linear uma vez que o declive da reta que aproxima a curva das vendas exerce uma elevada influência no valor do novo preço de mercado e consequente impacto que o aumento da elasticidade da carga provoca no mesmo.

5.2 - Semana 1 a 7 de julho de 2012

5.2.1 - Dia 1 de julho de 2012

A Tabela 5.1 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 1 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava, tal como foi explicado no Capítulo 4. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.1 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Impacto da elasticidade da carga no dia 01/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	50,00	49,18	48,19	46,98	45,45	43,47
2	35,76	35,15	34,41	33,50	32,37	30,90
3	31,84	31,07	30,16	29,06	27,71	26,03
4	30,10	29,30	28,35	27,23	25,86	24,15
5	26,51	25,79	24,94	23,93	22,70	21,17
6	30,00	29,13	28,12	26,91	25,46	23,66
7	28,20	27,37	26,39	25,23	23,84	22,13
8	23,06	22,45	21,72	20,86	19,81	18,51
9	17,07	16,73	16,32	15,82	15,20	14,42
10	23,67	23,13	22,50	21,73	20,79	19,59
11	31,84	31,19	30,42	29,49	28,32	26,84
12	36,43	35,77	34,98	34,02	32,81	31,26
13	40,06	39,41	38,62	37,66	36,44	34,87
14	47,00	46,16	45,15	43,91	42,37	40,38
15	41,12	40,45	39,64	38,64	37,39	35,76
16	40,06	39,37	38,55	37,54	36,27	34,63
17	35,46	34,82	34,05	33,11	31,94	30,43
18	35,20	34,55	33,77	32,82	31,63	30,10
19	36,57	35,93	35,16	34,22	33,04	31,52
20	47,00	46,06	44,93	43,56	41,85	39,68
21	52,00	50,98	49,76	48,28	46,43	44,07
22	56,01	54,92	53,62	52,03	50,06	47,53
23	70,00	68,56	66,83	64,74	62,15	58,85
24	68,40	67,04	65,42	63,44	60,98	57,85
Média	38,89	38,10	37,17	36,03	34,62	32,83

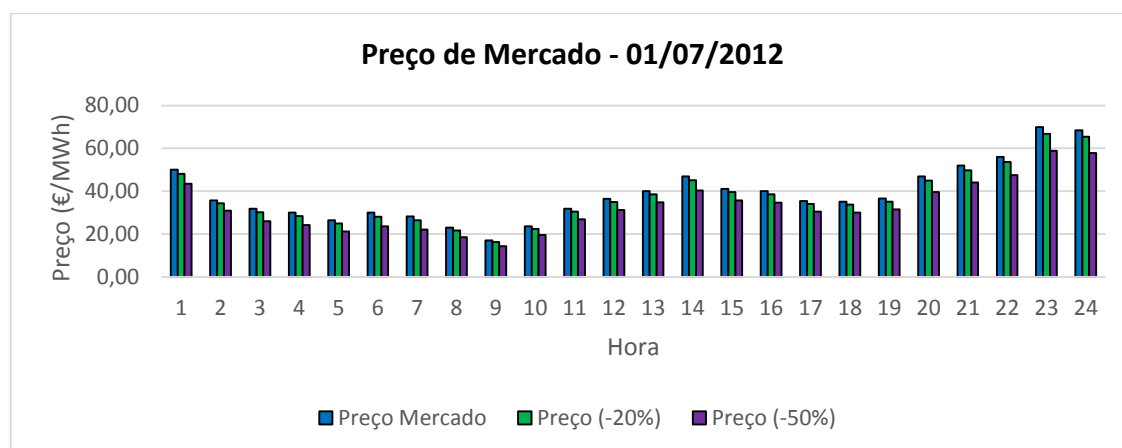


Figura 5.1 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 01/07/2012.

Analisando a Figura 5.1 verifica-se que no dia 1 de julho de 2012 o preço de mercado sofreu diversas alterações ao longo do dia. Os seus menores valores foram referentes à madrugada, sendo que para a hora 9 se verificou um preço de mercado de 17,07 €/MWh, que corresponde ao menor preço desse dia. Para essa hora e na presença dum aumento da elasticidade da carga em 20% em relação a elasticidade inicial, foi obtido um preço de 16,32 €/MWh e de 14,42 €/MWh para uma variação de 50%. O maior valor foi obtido para a hora 23, onde o preço de mercado atingiu 70,00 €/MWh, sendo que com um aumento de 20% à elasticidade da carga o equilíbrio deu-se nos 66,83€/MWh e 58,85 €/MWh para um aumento de 50% da elasticidade inicial.

Numa perspetiva de observar o impacto que a variação da elasticidade da carga apresenta no preço de mercado, incluiu-se uma variável que traduz a diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado considerando a variação de 50%. Essa diferença encontra-se representada na Figura 5.2.

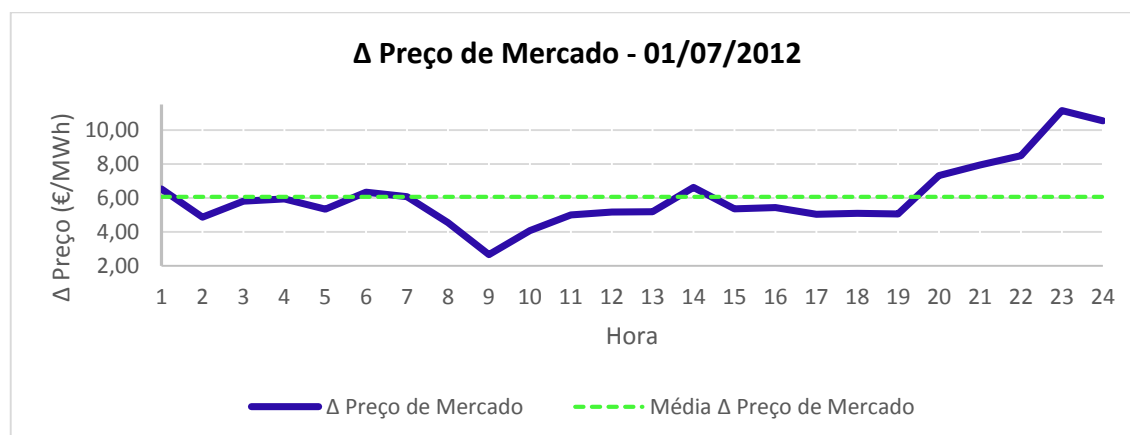


Figura 5.2 - Diferença entre o preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 01/07/2012.

Observando a Figura 5.2 constata-se que os valores que representam o impacto da variação da elasticidade da carga não são constantes ao longo do dia, tal como sugere o padrão apresentado pelo preço de mercado. Comparando a Figura 5.1 com a Figura 5.2 verifica-se que as duas últimas horas representam aquelas em que o aumento de 50% da elasticidade origina a maior redução do preço, sendo que para a hora 23 se obteve uma diferença de 11,15 €/MWh e para a hora 24 de 10,55 €/MWh. Isto significa que essas correspondem às horas em que o declive das retas que aproximam a curva das compras e vendas é mais elevado. Por sua vez, a hora em que o preço menos decresce com o aumento da elasticidade, corresponde à hora do menor preço de mercado, a hora 9, apenas com uma diferença de 2,65 €/MWh entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com um aumento de 50% da elasticidade da carga. A média da diferença entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com um aumento em 50% da elasticidade da carga, para este dia, situou-se nos 6,06 €/MWh.

Esta diferença depende essencialmente do declive inicial da reta que aproxima a curva das compras, da inclinação da curva de vendas e dos valores apresentados nas propostas apresentadas ao Operador de Mercado. Quanto maior o declive inicial, maior será a queda no declive dessa mesma reta que aproxima a curva de compras quando diminuído em 50% em relação à reta inicial. Caso a curva de vendas tenha um declive pouco acentuado, a diferença entre os preços tenderá a ser menor. Se ambas as curvas tiverem um declive elevado, o ponto de interseção e consequente preço de mercado sofre uma alteração significativa.

Como para cada preço de mercado existe uma energia negociada associada, a Figura 5.3 representa a energia negociada para cada hora do dia 1 de julho de 2012, assim como para as variações de 20 e 50%.

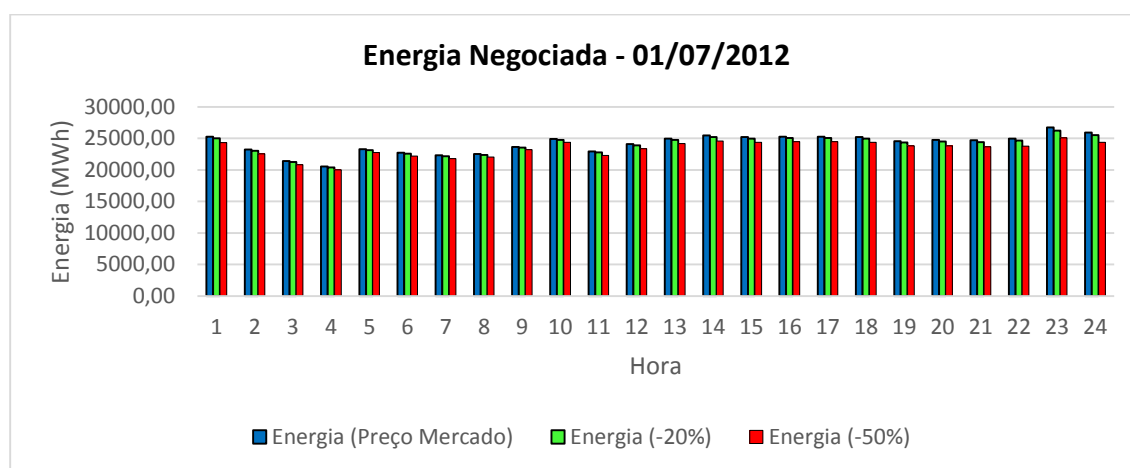


Figura 5.3 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 01/07/2012.

Fazendo uma análise da Figura 5.3 constata-se que para a hora com valor mais elevado, hora 23, a energia negociada correspondente ao preço de mercado inicial foi de 26706,40 MWh e para as variações de 20 e 50% os valores obtidos foram 26242,96 MWh e 25074,20 MWh

respetivamente. Para a hora 9 os valores de energia negociada foram 23650,60 MWh correspondente ao preço de mercado inicial, 23521,78 MWh para um aumento de 20% e 23195,29 MWh para um aumento de 50%. É de notar que mesmo que o menor preço seja referente à hora 9, a quantidade de energia negociada que apresentou menor valor foi referente à hora 4. Isto deve-se ao declive das curvas das propostas para essa hora, ou seja, à quantidade e ao preço das propostas apresentadas pelas compras e pelas vendas. Estas variações implicam um comportamento mais sensível a possíveis variações de preço, ou seja, caso se considerasse a curva de compras com o aumento da elasticidade da carga em 50% e ocorresse um aumento de preço devido a, por exemplo, um diferente comportamento da curva de vendas, ocorreria uma redução da quantidade de energia a ser transacionada ao respetivo preço de mercado. As curvas retiradas do Operador de Mercado correspondentes às horas 9 e 23 do dia 1 de julho de 2012 estão representadas na Figura 5.4.

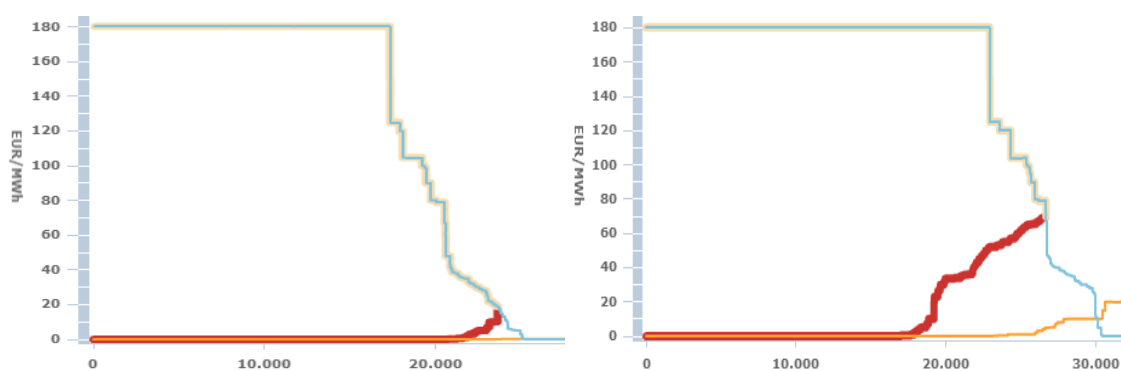


Figura 5.4 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 9 e 23 do dia 01/07/2012.

5.2.2 - Dia 2 de julho de 2012

A Tabela 5.2 apresenta os valores do preço de Mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 2 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.5 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Impacto da elasticidade da carga no dia 02/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	64,50	63,49	62,27	60,76	58,87	56,40
2	55,00	54,12	53,05	51,75	50,10	47,97
3	51,02	49,94	48,66	47,10	45,17	42,72
4	48,00	46,85	45,49	43,85	41,84	39,32
5	49,00	47,82	46,43	44,75	42,70	40,12
6	49,72	48,57	47,21	45,56	43,54	41,00
7	51,02	50,02	48,81	47,35	45,53	43,21
8	56,00	55,11	54,03	52,71	51,05	48,89
9	58,00	57,02	55,84	54,40	52,58	50,24
10	57,20	56,29	55,19	53,84	52,14	49,93
11	58,02	57,17	56,15	54,89	53,29	51,20
12	58,02	57,18	56,16	54,90	53,31	51,23
13	58,91	58,09	57,10	55,87	54,31	52,27
14	59,53	58,73	57,76	56,55	55,03	53,02
15	59,00	58,26	57,35	56,23	54,80	52,92
16	59,73	58,98	58,08	56,95	55,51	53,62
17	59,90	59,15	58,23	57,10	55,65	53,74
18	59,53	58,76	57,83	56,68	55,21	53,28
19	59,02	58,24	57,30	56,13	54,65	52,70
20	58,90	58,10	57,12	55,92	54,38	52,38
21	56,84	56,08	55,16	54,01	52,56	50,65
22	57,40	56,66	55,77	54,66	53,25	51,40
23	56,84	56,15	55,30	54,25	52,92	51,15
24	57,20	56,50	55,65	54,59	53,24	51,45
Média	56,60	55,72	54,66	53,37	51,73	49,62

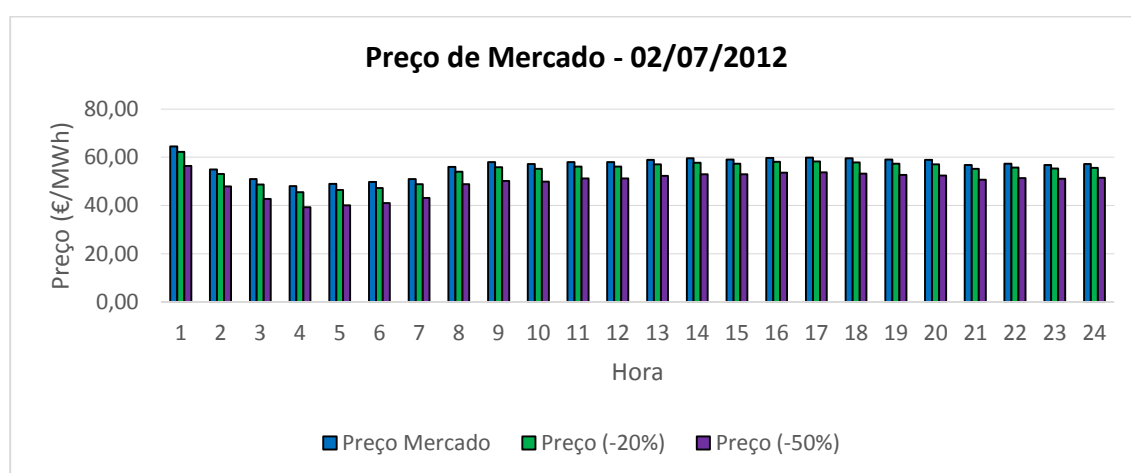


Figura 5.5 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 02/07/2012.

Analizando a Figura 5.5 que representa graficamente o comportamento do preço de mercado para as várias horas do dia 2 de julho de 2012, facilmente se observa, que em relação ao dia 1, o dia 2 de julho apresenta um preço de mercado com caracter mais constante ao longo das 24 horas. À hora 1 corresponde o valor mais elevado com um preço de mercado inicial de 64,50 €/MWh, 62,27 €/MWh para uma um aumento em 20% da elasticidade da carga e 56,40 €/MWh para um aumento de 50%. A hora do dia com o valor mais baixo foi a hora 4 com um preço de mercado inicial de 48,00 €/MWh, um preço de mercado de 45,49 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 39,32 €/MWh para um aumento de 50%. As restantes horas são relativamente constantes, sendo o preço de mercado com valores inferiores na madrugada tal como aconteceu no dia anterior.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.6.

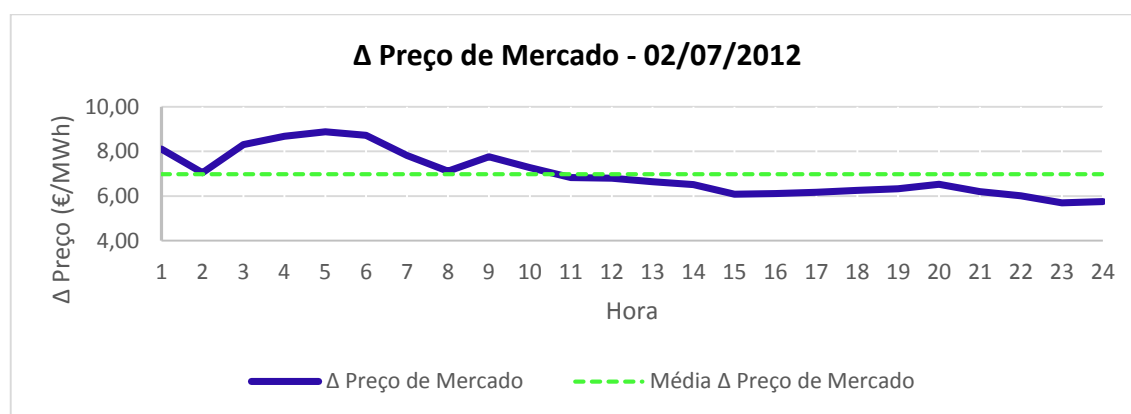


Figura 5.6 - Diferença entre o preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 02/07/2012.

Analizando a Figura 5.6 constata-se um comportamento também muito mais constante, tal como o preço de mercado para este dia. De notar que desta vez o maior impacto foi criado justamente nas horas em que o preço de mercado foi menor. Por exemplo na hora 5, apesar de ser correspondente a uma das horas com menor preço de mercado, a diferença obtida entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com variação de 50% na elasticidade da carga foi de 8,88 €/MWh, o maior para esse dia. Isso deve-se ao elevado declive inicial apresentado pela reta que aproxima a curva das vendas, que provoca uma redução significativa no preço de mercado em caso de aumento da elasticidade da carga em 50%. Por outro lado, o menor valor foi obtido para a hora 23 com uma diferença de 5,69 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 2 de julho de 2012 foi 6,98 €/MWh, praticamente 1,00 €/MWh superior em relação ao valor do primeiro dia do mês.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 2 de julho de 2012 está representado na Figura 5.7.

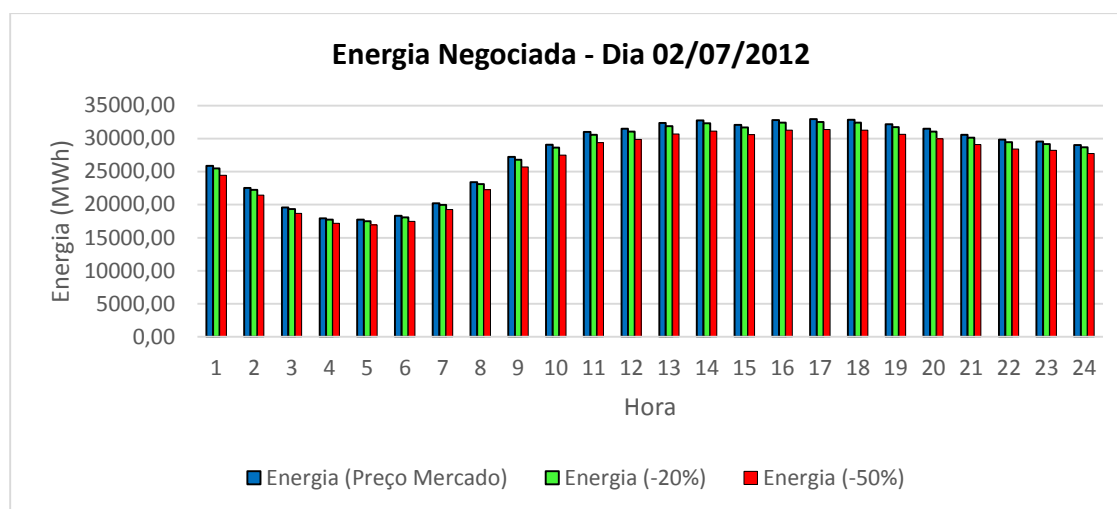


Figura 5.7 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 02/07/2012.

Relativamente à quantidade de energia negociada, pode-se afirmar que segue o padrão apresentado pelo preço de mercado, à exceção da hora 1 que corresponde à hora de mais elevado preço de mercado. Como se pode verificar pela Figura 5.7, apesar do preço de mercado relativo a essa hora ser o mais alto de todo o dia, a energia negociada a partir da 8ª hora é sempre superior à da primeira hora. O valor mais elevado de energia negociada para este dia foi referente à hora 17 com 32935,10 MWh, 32511,35 MWh para um aumento em 20% da elasticidade da curva das compras em relação à inicial e 31370,81 MWh para um aumento de 50%. Já o menor valor é referente à hora 4 com o valor de 17943,60 MWh para a elasticidade inicial, 17722,71 MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 17179,84 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e de venda referentes às horas 5 e 23 do dia 2 de julho de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.8.

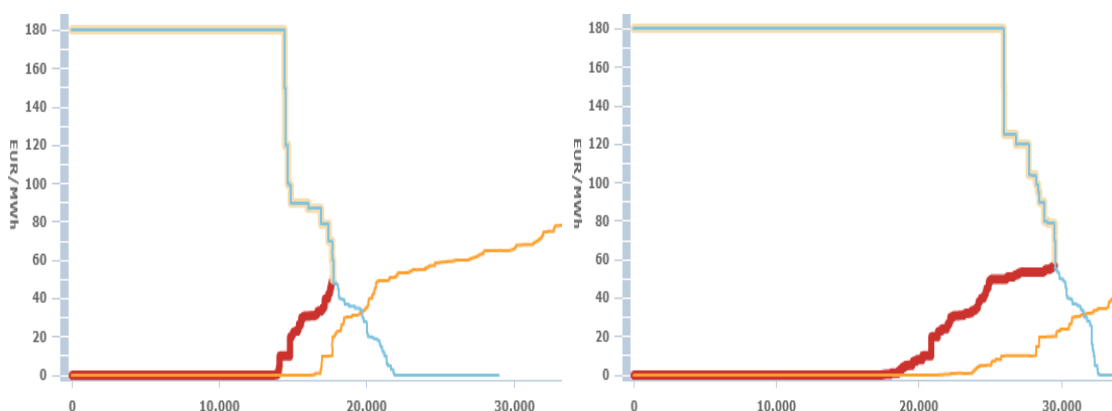


Figura 5.8 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 5 e 23 do dia 02/07/2012.

5.2.3 - Dia 3 de julho de 2012

A Tabela 5.3 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 3 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.9 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Impacto da elasticidade da carga no dia 03/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	57,13	56,42	55,56	54,49	53,13	51,33
2	53,54	52,80	51,89	50,78	49,36	47,51
3	50,87	50,06	49,08	47,87	46,35	44,38
4	49,72	48,79	47,68	46,32	44,63	42,45
5	49,72	48,75	47,60	46,19	44,43	42,19
6	49,72	48,83	47,76	46,45	44,82	42,71
7	53,50	52,67	51,67	50,44	48,89	46,87
8	55,13	54,46	53,64	52,63	51,34	49,63
9	55,50	54,78	53,90	52,82	51,44	49,62
10	57,00	56,28	55,41	54,33	52,96	51,14
11	58,68	58,00	57,16	56,13	54,80	53,05
12	58,68	57,94	57,03	55,91	54,48	52,60
13	58,68	58,01	57,18	56,16	54,85	53,12
14	58,90	58,28	57,52	56,57	55,36	53,74
15	56,01	55,43	54,73	53,84	52,71	51,20
16	56,00	55,44	54,76	53,91	52,81	51,35
17	56,00	55,42	54,71	53,83	52,70	51,19
18	55,84	55,22	54,46	53,51	52,30	50,69
19	54,10	53,42	52,59	51,56	50,25	48,52
20	55,69	55,05	54,28	53,32	52,08	50,45
21	56,00	55,40	54,66	53,74	52,57	51,01
22	56,00	55,39	54,65	53,73	52,55	50,98
23	54,64	54,09	53,41	52,56	51,48	50,03
24	54,00	53,42	52,71	51,83	50,69	49,19
Média	55,04	54,35	53,50	52,46	51,12	49,37

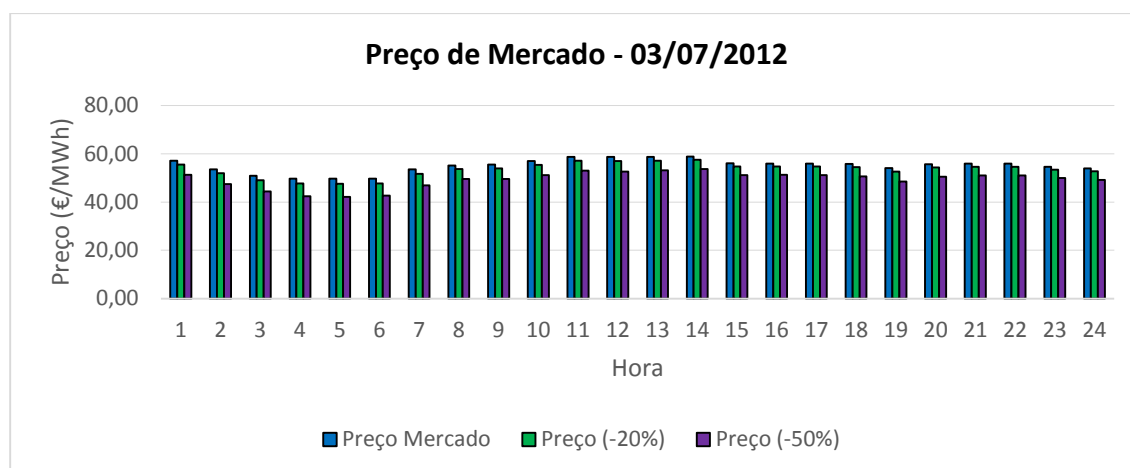


Figura 5.9 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 03/07/2012.

Analisando a Figura 5.9 verifica-se que também no dia 3 de julho de 2012 o preço de mercado variou pouco ao longo das várias horas do dia. Os seus menores valores foram como é normal referentes à madrugada, sendo que o valor mais baixo de preço de mercado ocorreu por igual nas horas 4, 5 e 6 com um valor de 49,72 €/MWh. Relativamente à hora 5 o impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga em 20% originou um preço de mercado de 47,60 €/MWh e para um aumento em 50% de 42,19 €/MWh. O valor mais alto obtido corresponde à hora 14 em que o preço de mercado atingiu o valor de 58,90 €/MWh, sendo que com um aumento de 20% na elasticidade da carga se obteve 57,52 €/MWh e 53,74 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado final correspondente à variação de 50% encontra-se representado na Figura 5.10.

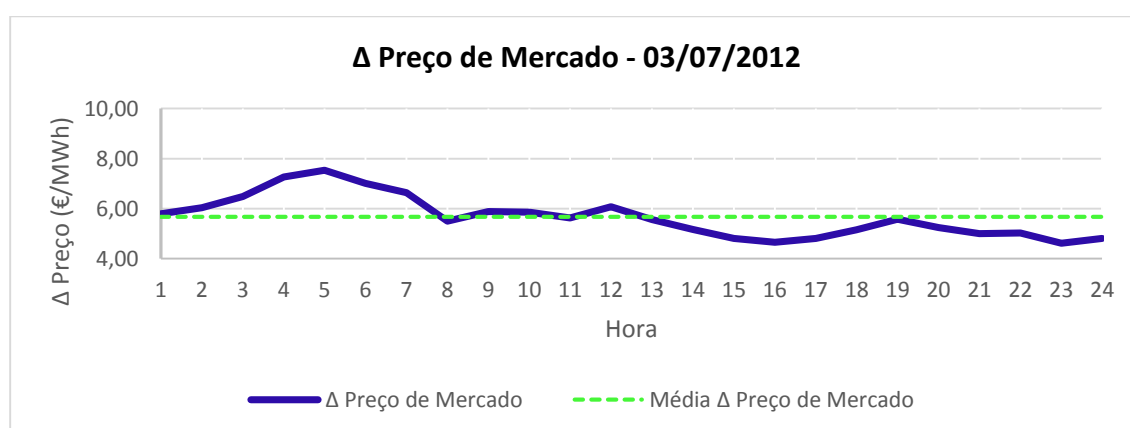


Figura 5.10 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 03/07/2012.

Analisando a Figura 5.10 constata-se tal como para o dia anterior um comportamento relativamente constante, seguindo o padrão apresentado pelo preço de mercado. Mais uma vez,

o maior impacto criado pelo aumento da elasticidade da carga, ou seja, pelo aumento do declive na reta que aproxima a curva de compras, surgiu justamente nas horas em que o preço de mercado foi menor, portanto na madrugada. Na hora 5, correspondente a uma das horas com menor preço de mercado, a diferença obtida entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com variação de 50% na elasticidade da carga foi de 7,53 €/MWh, o maior para esse dia. Já relativamente aos menores valores, estes foram obtidos para a hora 23 com uma diferença de 4,61 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 2 de julho de 2012 foi 5,67 €/MWh, praticamente 1,00 €/MWh inferior em relação ao segundo dia do mês.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 3 de julho de 2012 está representado na Figura 5.11.

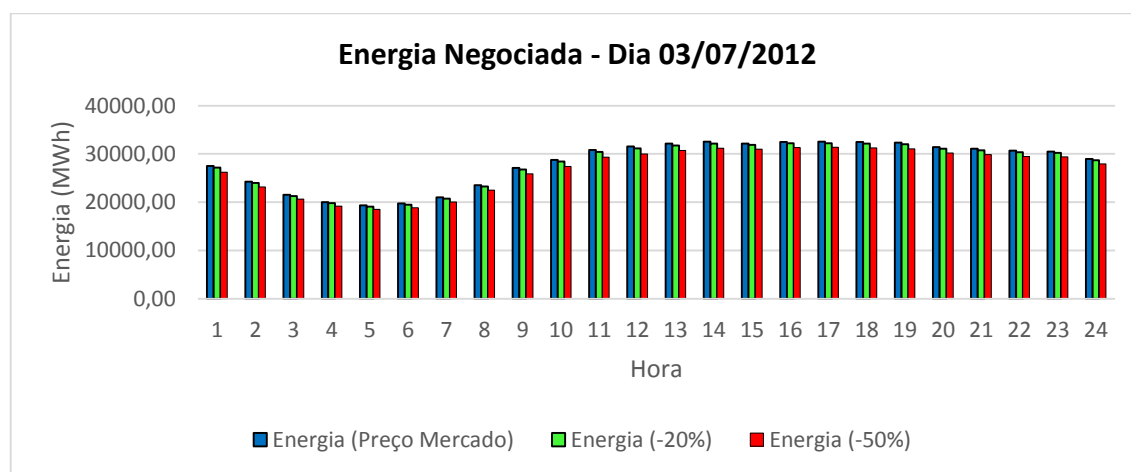


Figura 5.11 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 03/07/2012.

Observando a Figura 5.11 verifica-se que para o dia 3 de Julho a quantidade de energia negociada apresenta a tendência de seguir o padrão apresentado pelo preço de mercado. Como seria de esperar as menores quantidades de energia negociadas referem-se às primeiras horas do dia, por se traduzirem em horas de baixa atividade e consequentemente poucas cargas a alimentar. O menor valor foi obtido mais uma vez para a hora 5 em que se obteve 19332,80 MWh sem qualquer aumento da elasticidade da carga, 19097,96 MWh para um aumento de 20% e 18500,11 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais elevado da energia negociada para este dia foi referente à hora 17 com 32533,10 MWh.

Também para o dia 3 de julho de 2012 foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 5 e 23, que se encontram apresentadas na Figura 5.12.

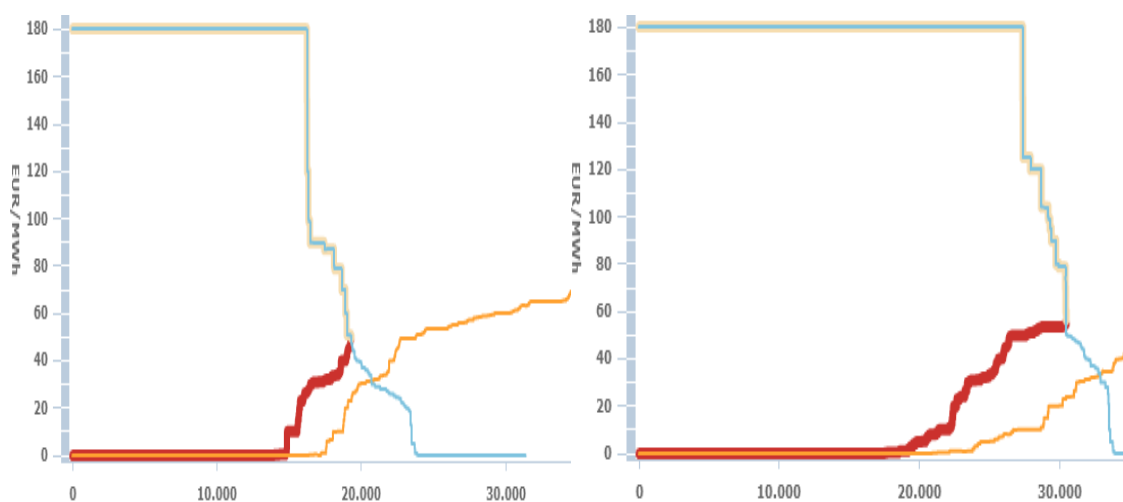


Figura 5.12 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 5 e 23 do dia 03/07/2012.

5.2.4 - Dia 4 de julho de 2012

A Tabela 5.4 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 4 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.13 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Impacto da elasticidade da carga no dia 04/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	53,54	52,89	52,10	51,12	49,86	48,21
2	50,79	50,07	49,19	48,11	46,74	44,95
3	42,50	41,81	40,99	39,97	38,69	37,03
4	38,35	37,67	36,86	35,86	34,61	33,00
5	35,53	34,89	34,13	33,19	32,02	30,51
6	38,57	37,90	37,10	36,11	34,88	33,28
7	47,79	47,03	46,12	45,00	43,59	41,76
8	53,54	52,82	51,95	50,86	49,49	47,69
9	53,54	52,78	51,86	50,72	49,28	47,39
10	53,54	52,78	51,85	50,71	49,27	47,38
11	55,61	54,87	53,98	52,87	51,46	49,60
12	53,54	52,89	52,10	51,13	49,88	48,23
13	55,32	54,65	53,83	52,81	51,51	49,80
14	56,07	55,39	54,57	53,54	52,24	50,51
15	53,54	52,89	52,09	51,11	49,85	48,19
16	53,50	52,87	52,10	51,15	49,93	48,32
17	53,50	52,86	52,07	51,10	49,86	48,22
18	51,02	50,35	49,53	48,52	47,23	45,54
19	50,00	49,29	48,43	47,36	46,02	44,25
20	49,72	49,01	48,15	47,09	45,75	43,99
21	51,02	50,30	49,44	48,36	47,00	45,22
22	50,21	49,56	48,78	47,81	46,57	44,95
23	49,72	49,11	48,36	47,44	46,26	44,70
24	49,72	49,11	48,37	47,45	46,27	44,72
Média	50,01	49,32	48,50	47,47	46,18	44,48

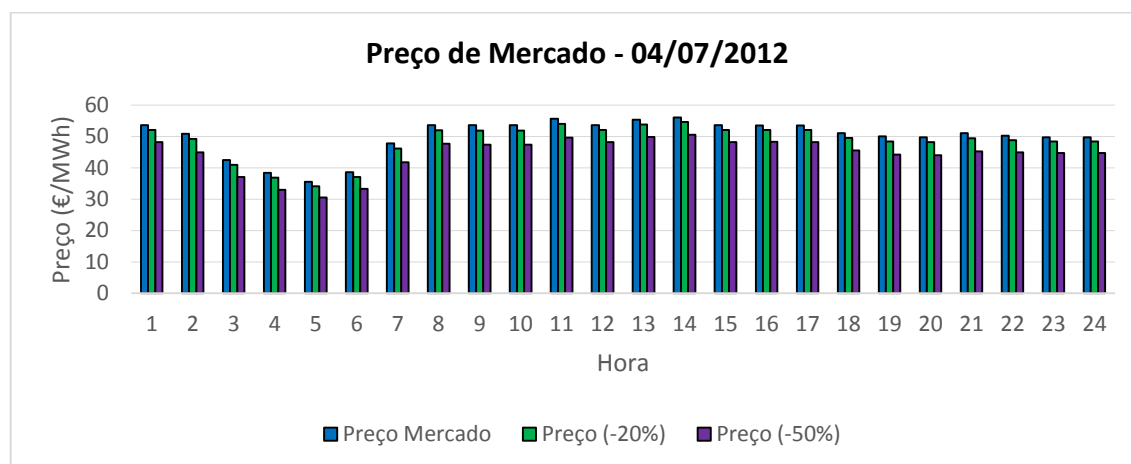


Figura 5.13 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 04/07/2012.

No dia 4 de julho de 2012 o preço de mercado apresentou um comportamento ligeiramente mais inconstante do que nos dias anteriores. Como se pode verificar na Figura 5.13 os valores mais baixos foram obtidos como seria de esperar de madrugada, com a diferença que nas duas primeiras horas foram consideravelmente elevados tal como aconteceu no dia 2 de julho. À hora 14 corresponde o preço de mercado mais elevado com um valor de 56,07 €/MWh. Para um aumento em 20% da elasticidade da carga o preço de mercado correspondente foi de 54,57 €/MWh e para um aumento de 50% o preço correspondente foi 50,51 €/MWh. A hora 5 do dia com o valor mais reduzido foi a hora 5 com um preço de mercado inicial de 35,53 €/MWh, um preço de mercado de 34,13 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da curva de compras e 30,51 €/MWh para um aumento de 50%. Nas restantes horas o preço é relativamente constante, com valores ligeiramente superiores das 8 as 17 horas e um ligeiro decréscimo apresentado no período correspondente ao fim do dia.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representado na Figura 5.14.

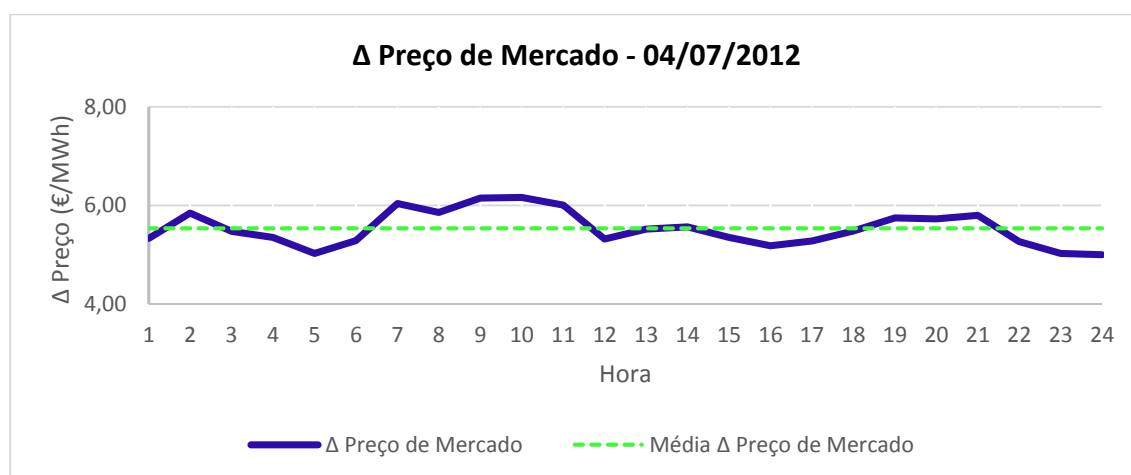


Figura 5.14 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 04/07/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.14 a variação causada pelo aumento em 50% da elasticidade da carga, traduzida pela diferença de preço de mercado inicial e final é relativamente constante ao longo das várias horas do dia. A menor diferença observada foi de 5,00 €/MWh correspondente à hora 24. O maior valor corresponde à hora 10 com um valor de 6,16 €/MWh. Pode-se verificar que apesar da hora em que preço de mercado foi mais elevado (hora 14), o mesmo não se verificou para a diferença entre o seu valor inicial e final. Como se pode observar, a diferença entre o maior e o menor valor é apenas de 1,16 €/MWh e o valor médio da variação do preço no dia 4 de julho foi de 5,53 €/MWh. O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 4 de julho de 2012 está representado na Figura 5.15.

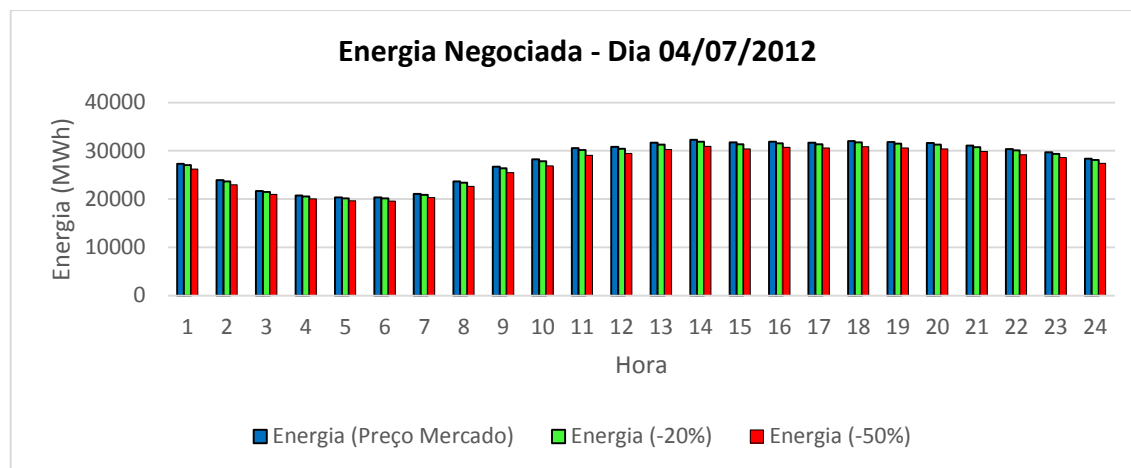


Figura 5.15 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 04/07/2012.

Como se pode ver pela Figura 5.15, nas horas de menos atividade como a madrugada é negociada menos energia e no resto do dia especialmente nas horas de mais atividade o valor da energia negociada é superior, como é normal. As horas que se destacam pelo maior e menor quantidade de energia negociada são as horas 5 e 14 respetivamente. À hora 5 está associada uma energia negociada de 20331,30 MWh, de 20137,79 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da curva de compras e 19639,29 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais alto da energia negociada para este dia foi referente à hora 14 com 32277,40 MWh com a elasticidade inicial da curva das compras, 31903,27 MWh para um aumento de 20% e 30892,16 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 24 do dia 4 de julho de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.16.

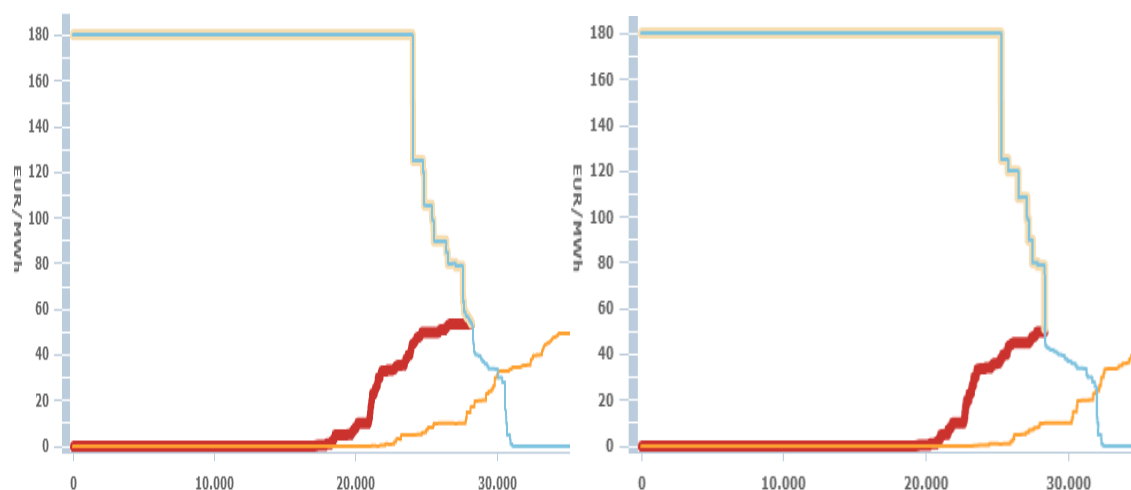


Figura 5.16 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 10 e 24 do dia 04/07/2012.

5.2.5 - Dia 5 de julho de 2012

A Tabela 5.5 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 5 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.17 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Impacto da elasticidade da carga no dia 05/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	49,72	48,97	48,06	46,94	45,53	43,69
2	45,00	44,16	43,15	41,92	40,39	38,42
3	39,80	38,85	37,73	36,38	34,73	32,65
4	35,20	34,32	33,29	32,05	30,53	28,63
5	32,44	31,61	30,63	29,45	28,02	26,23
6	35,20	34,33	33,29	32,06	30,54	28,64
7	41,00	40,07	38,97	37,64	36,01	33,94
8	49,72	48,70	47,49	46,01	44,18	41,84
9	48,00	47,10	46,02	44,71	43,07	40,96
10	49,72	48,78	47,66	46,28	44,57	42,38
11	53,54	52,56	51,38	49,93	48,13	45,82
12	50,00	49,02	47,84	46,41	44,62	42,35
13	62,90	62,90	62,89	62,88	62,87	62,86
14	58,90	58,90	58,89	58,88	58,87	58,86
15	53,23	53,23	53,22	53,22	53,21	53,20
16	50,48	50,48	50,47	50,47	50,46	50,45
17	52,12	52,12	52,11	52,11	52,10	52,09
18	50,21	50,21	50,20	50,20	50,19	50,19
19	40,03	39,41	38,66	37,74	36,57	35,06
20	40,02	39,36	38,56	37,58	36,35	34,75
21	43,50	42,79	41,94	40,89	39,57	37,85
22	44,43	43,72	42,87	41,83	40,51	38,79
23	47,98	47,23	46,33	45,22	43,82	42,00
24	47,64	46,91	46,03	44,95	43,58	41,80
Média	46,70	46,07	45,32	44,41	43,27	41,81

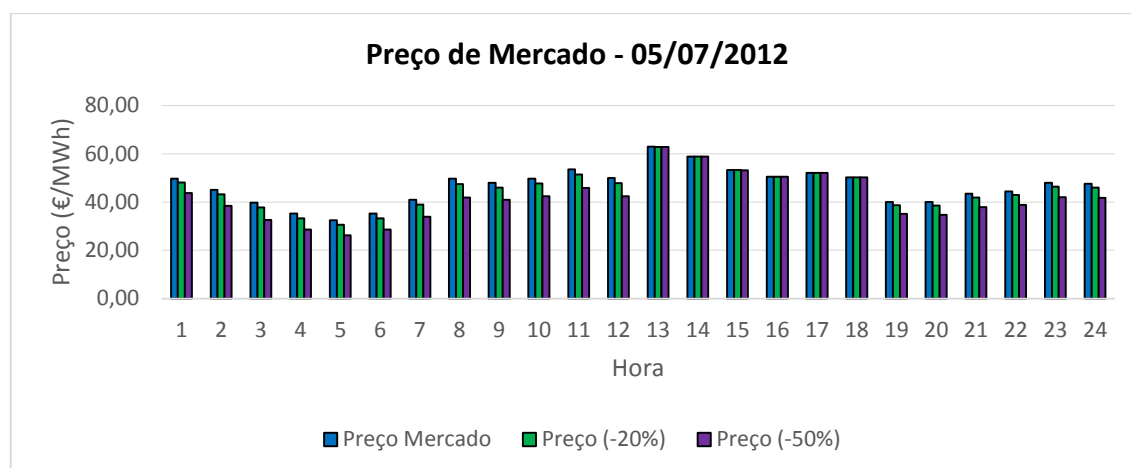


Figura 5.17 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 05/07/2012.

Analisando a Figura 5.17 verifica-se que no dia 5 de julho de 2012 o preço de mercado apresentou um comportamento relativamente normal ao longo das várias horas do dia, com valores mais reduzidos para a madrugada e mais elevados em pleno dia. A hora 5 corresponde à hora com valor mais reduzido onde o preço de mercado obtido foi 32,44 €/MWh. Para essa hora, o impacto causado pelo aumento da elasticidade da curva das compras em 20% originou um preço de mercado de 30,63 €/MWh e para um aumento em 50% de 26,23 €/MWh. Relativamente ao valor mais alto obtido, este corresponde à hora 13, hora em que ocorreu *Market Splitting*, tendo o preço de mercado para Portugal sido de 62,90 €/MWh. Para essa hora e com um aumento de 20 e 50% na elasticidade da carga obteve-se valores praticamente idênticos ao inicial, 62,89 €/MWh e 62,86 €/MWh respetivamente.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.18.

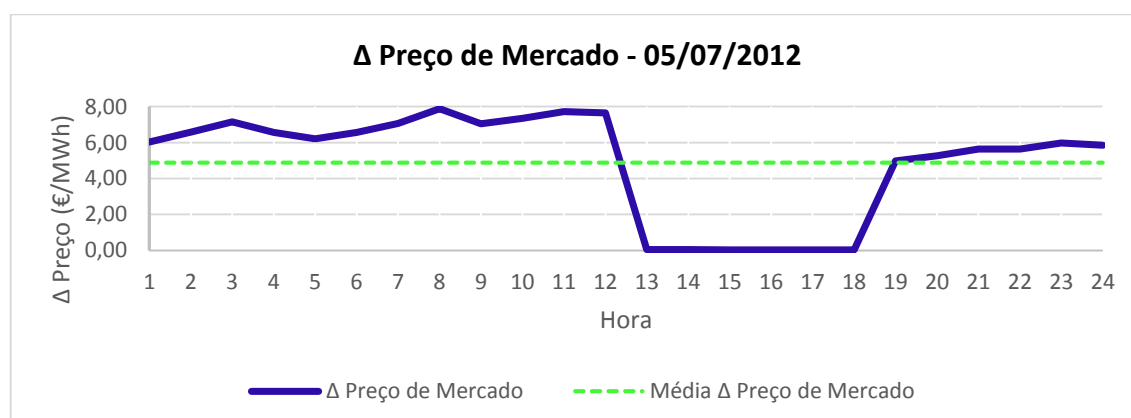


Figura 5.18 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 05/07/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.18 a variação causada pelo aumento em 50% da elasticidade da carga, traduzida pela diferença de preço de mercado inicial e final apresenta um comportamento atípico especialmente da hora 13 à 18, horas em que ocorreu *Market Splitting* e em que se obtiveram as menores diferenças entre o preço inicial e final. Uma vez que quando isto acontece, se podem seleccionar os dados a descarregar no Operador de Mercado, ou seja, se referentes a Portugal ou Espanha, optou-se por descarregar os dados relativos a Portugal. Este comportamento atípico, ou seja, a variação ser praticamente nula nestas horas, deve-se ao facto da curva de vendas ter um declive muito reduzido fazendo com que o ponto de interseção praticamente não se altere segundo o eixo dos yy ou seja, o preço de mercado. Este comportamento das duas curvas que constroem o preço de mercado de uma das horas em que ocorre *Market Splitting* pode ser observado na Figura 5.21.

Verifica-se por fim que a maior diferença entre o preço inicial e o final ocorreu para a hora 8 com um valor de 7,88 €/MWh. Já o valor médio dessa variação foi de 4,69 €/MWh, condicionado pelas horas de ocorrência de *Market Splitting* em que a variação foi de apenas 0,04 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 5 de julho de 2012 está representado na Figura 5.19.

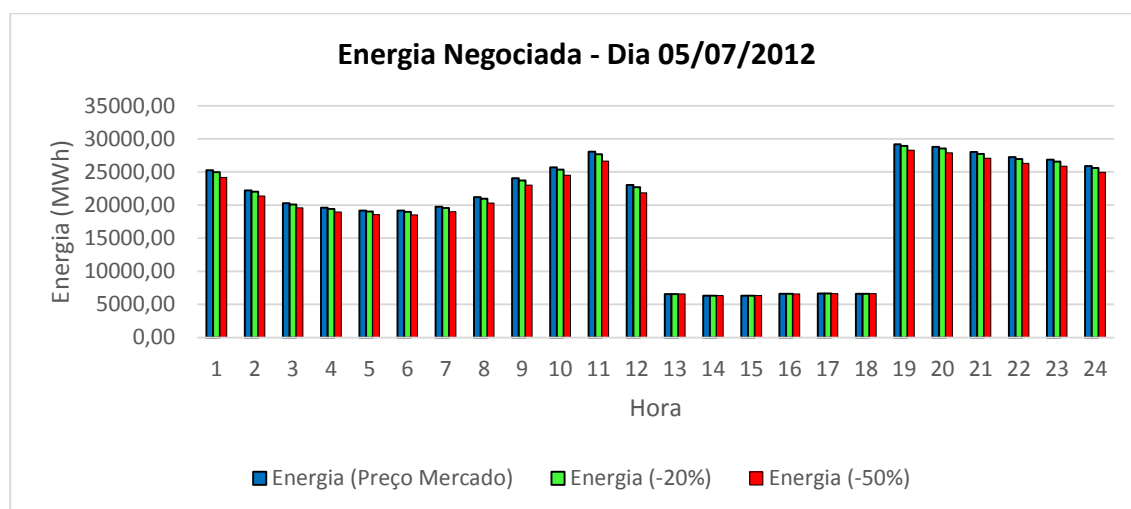


Figura 5.19 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 05/07/2012.

Tal como se pode verificar na Figura 5.19 a quantidade de energia negociada para as várias horas do dia segue o padrão normal dos dias anteriores, à exceção das horas 13 a 18, horas em que ocorreu *Market Splitting*. Como se sabe nessas horas as variações no preço de mercado inicial e final são praticamente nulas e o mesmo se verifica para a quantidade de energia negociada. Como os valores que seguem o eixo dos xx correspondentes à energia negociada para Portugal são muito baixos (cerca de 6000 MWh) comparados com os valores de Espanha ou do Mercado Ibérico, a variação entre a quantidade de energia negociada inicial e a quantidade

de energia após o aumento em 50% da elasticidade da carga de praticamente não altera o valor da quantidade de energia a ser negociada ao preço de mercado final.

O maior valor de energia negociada verificou-se para a hora 19 em que se obteve 29175,10 MWh correspondente ao preço de mercado inicial, 28932,91 MWh correspondente ao preço de mercado com aumento de 20% da elasticidade da carga e 28296,63 MWh para um aumento de 50% em relação à elasticidade original.

Tendo em conta que o *Market Splitting* implica a obtenção de preços diferentes nos dois países e excluindo portanto essas horas, o menor valor ocorreu para a hora 5 em que se obteve 19194,20 MWh correspondentes ao preço de mercado inicial, 19009,20 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 18560,73 MWh para um aumento de 50%.

Também para o dia 5 de julho de 2012 foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 8, 13 (*Market Splitting*) e 19 que se encontram apresentadas na Figura 5.20 e Figura 5.21.

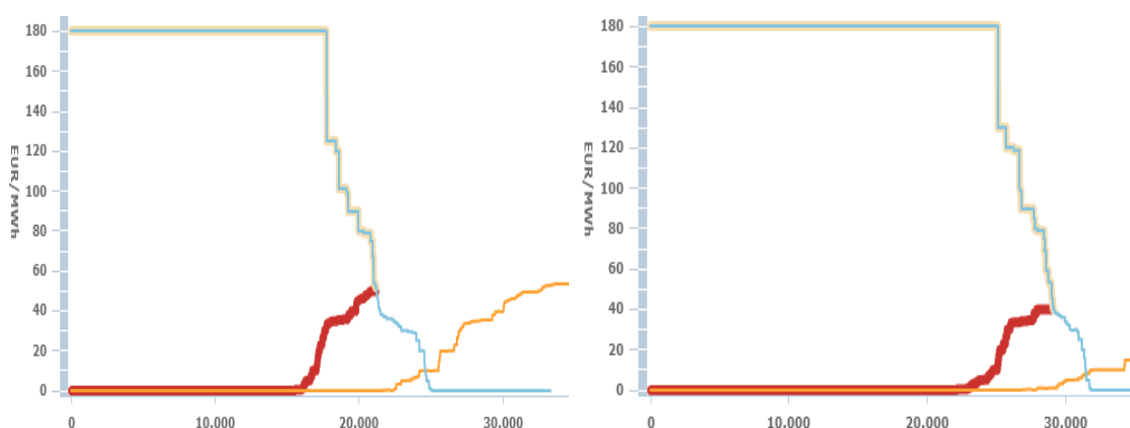


Figura 5.20 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 8 e 19 do dia 05/07/2012 para o MIBEL.

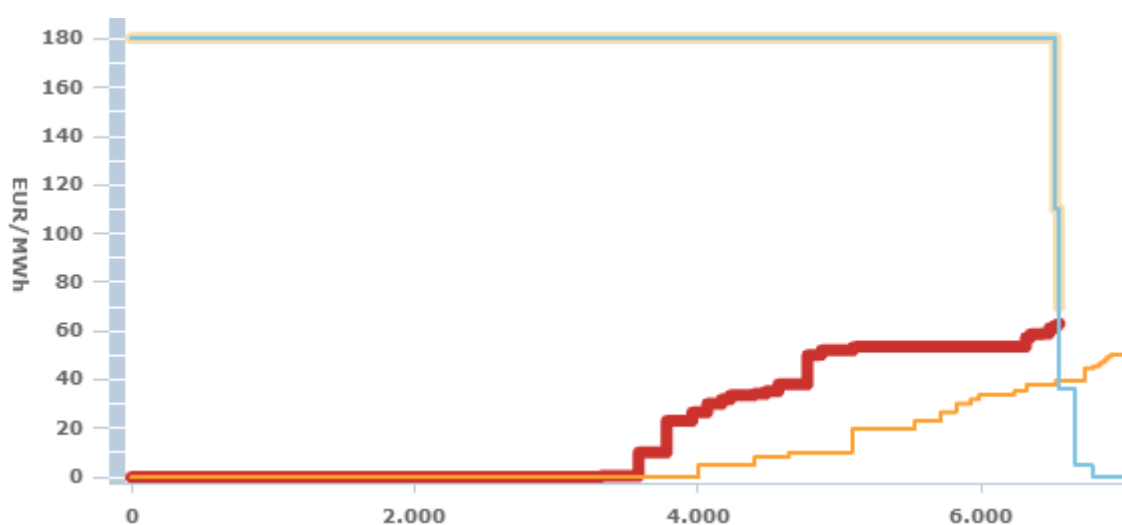


Figura 5.21 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 13 do dia 05/07/2012 para Portugal.

5.2.6 - Dia 6 de julho de 2012

A Tabela 5.6 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 6 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.22 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Impacto da elasticidade da carga no dia 06/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	56,13	55,32	54,34	53,13	51,59	49,59
2	53,54	52,61	51,50	50,14	48,43	46,22
3	49,72	48,73	47,54	46,10	44,31	42,02
4	45,11	44,16	43,02	41,65	39,94	37,78
5	41,17	40,36	39,39	38,20	36,73	34,85
6	49,00	47,93	46,66	45,13	43,23	40,83
7	50,00	49,14	48,11	46,85	45,26	43,22
8	53,54	52,79	51,88	50,76	49,34	47,48
9	55,41	54,54	53,50	52,21	50,59	48,48
10	58,90	57,94	56,78	55,35	53,56	51,23
11	57,00	56,19	55,22	54,01	52,49	50,49
12	55,50	54,75	53,84	52,71	51,28	49,41
13	56,50	55,75	54,84	53,72	52,28	50,40
14	54,00	53,35	52,56	51,58	50,33	48,68
15	52,12	51,47	50,69	49,71	48,47	46,83
16	50,32	49,72	48,99	48,08	46,92	45,38
17	49,72	49,09	48,32	47,38	46,17	44,57
18	50,32	47,93	45,24	42,20	38,73	34,72
19	50,03	49,37	48,58	47,59	46,33	44,68
20	50,21	49,56	48,76	47,78	46,52	44,87
21	49,72	49,12	48,40	47,49	46,34	44,81
22	49,72	49,13	48,42	47,53	46,39	44,89
23	52,80	52,20	51,47	50,56	49,40	47,86
24	53,54	52,93	52,19	51,26	50,08	48,51
Média	51,83	51,00	50,01	48,80	47,28	45,33

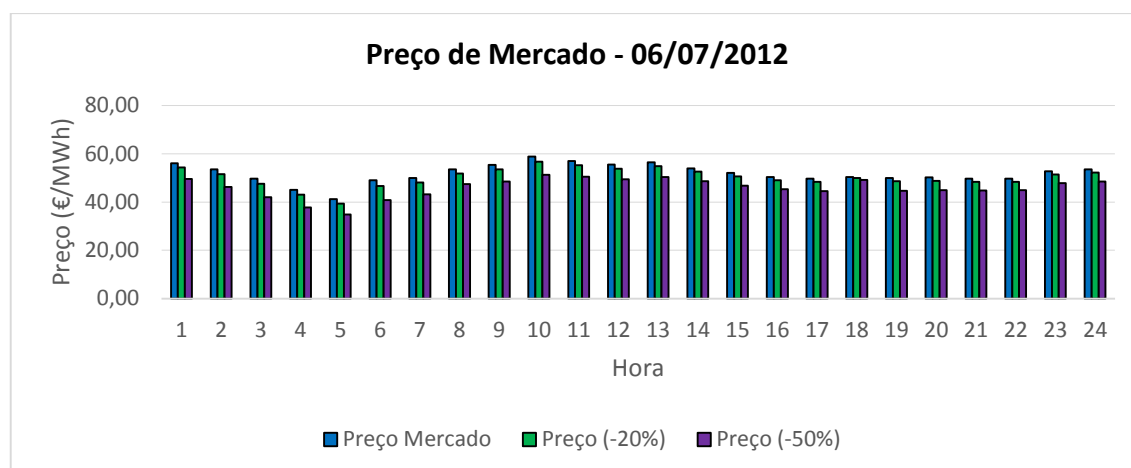


Figura 5.22 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 06/07/2012.

No dia 6 de julho de 2012 o preço de mercado apresentou um comportamento dentro da normalidade e com valores relativamente constantes ao longo das várias horas do dia, tal como se pode verificar na Figura 5.22. Os valores mais baixos foram obtidos como seria de esperar para a madrugada, em especial e como normalmente acontece a hora 5. Do lado oposto o valor mais alto de preço de mercado verificado neste dia ocorreu para a hora 10, com um preço de mercado inicial de 58,90 €/MWh, 56,78 €/MWh para um aumento em 20% da elasticidade da carga e 51,23 €/MWh para um aumento de 50% em relação à elasticidade inicial. A hora do dia com o valor mais baixo foi a hora 5 com um preço de mercado inicial de 41,17 €/MWh, um preço de mercado de 39,39 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade carga e 34,85 €/MWh para um aumento de 50%. As restantes horas sofrem poucas variações, sendo que apresentam valores ligeiramente superiores nas duas primeiras horas e das 9 às 14 e ligeiro decréscimo relativo ao período do fim do dia. Na hora 18 ocorreu de novo *Market Splitting* pelo que os preços de mercados apresentados correspondem a Portugal.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% para o dia 6 de julho de 2012, encontra-se representado na Figura 5.23.

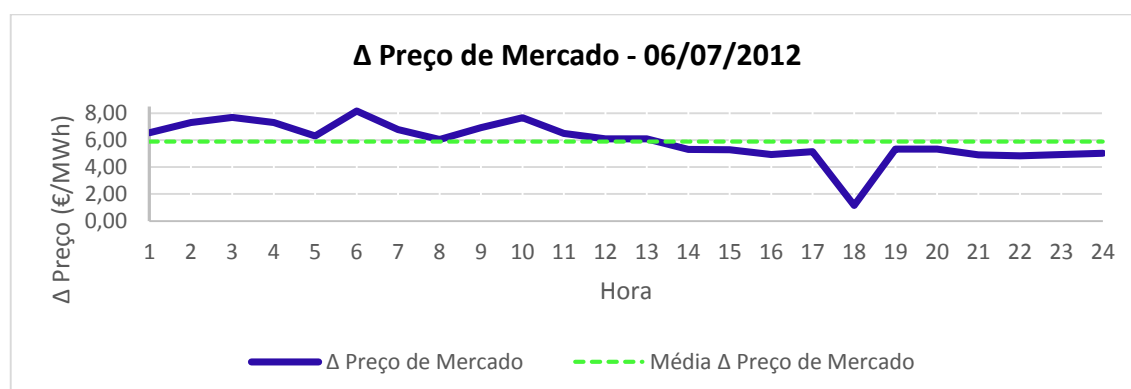


Figura 5.23 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 06/07/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.23 a variação causada pelo aumento em 50% da elasticidade da curva de compras, traduzida pela diferença de preço de mercado inicial e final é relativamente constante ao longo das várias horas do dia, à exceção da hora 18 em que ocorreu *Market Splitting* e a variação foi de apenas 1,15 €/MWh. A menor diferença verificou-se para essa mesma hora pela mesma razão explicada para o dia anterior que pode ser fundamentada no comportamento das curvas de venda e compra representadas na Figura 5.26. Não considerando a hora em que ocorreu *Market Splitting* a menor diferença foi observada para a hora 22 com um valor de 4,83 €/MWh. O maior valor foi referente à hora 6 com um valor de 8,17 €/MWh e o valor médio da diferença entre o preço inicial e final foi de 5,91 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 6 de julho de 2012 está representado na Figura 5.24.

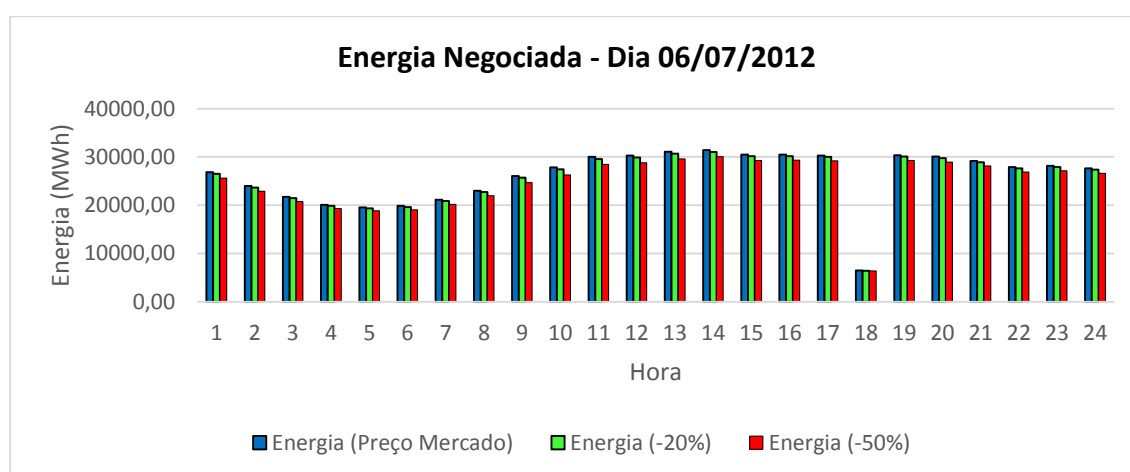


Figura 5.24 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 06/07/2012.

Analisando a Figura 5.24 verifica-se que a quantidade de energia negociada para as várias horas do dia segue o padrão normal dos dias anteriores, à exceção da hora 18, hora de ocorrência de *Market Splitting*. O maior valor de energia negociada verificou-se para a hora 14 em que se obteve 31412,20 MWh correspondente ao preço de mercado inicial, 31049,89 MWh correspondente ao preço de mercado com aumento de 20% da elasticidade da carga e 30070,06 MWh para um aumento de 50% em relação à elasticidade original.

O menor valor, não considerando a hora de *Market Splitting*, ocorreu para a hora 5 onde se obteve 19575,20 MWh para o valor inicial, 19372,19 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga das compras e 18856,64 MWh para um aumento de 50%.

Também para o dia 6 de julho de 2012 retirou-se do Operador do Mercado as curvas de compra e venda referentes às horas 6, 18 (*Market Splitting*) e 22, apresentadas na Figura 5.25 e Figura 5.26.

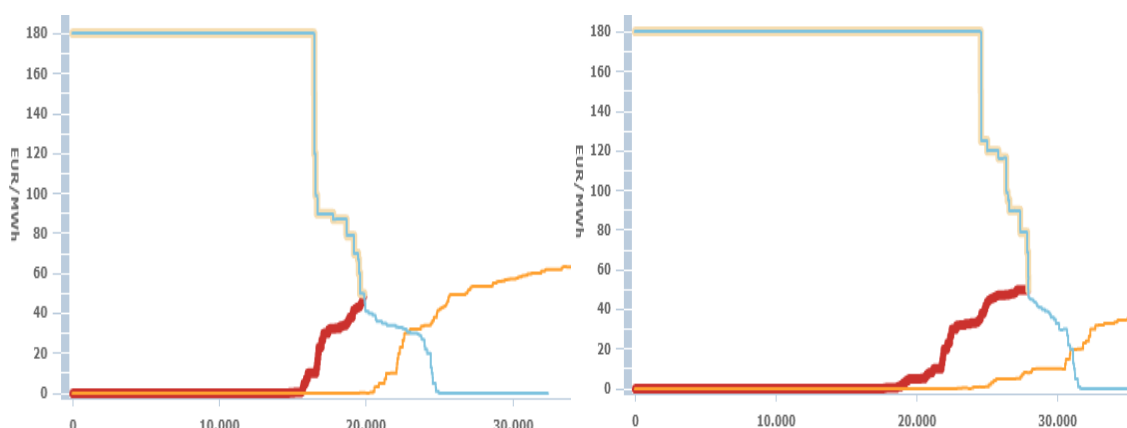


Figura 5.25 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 6 e 22 do dia 06/07/2012 no MIBEL.

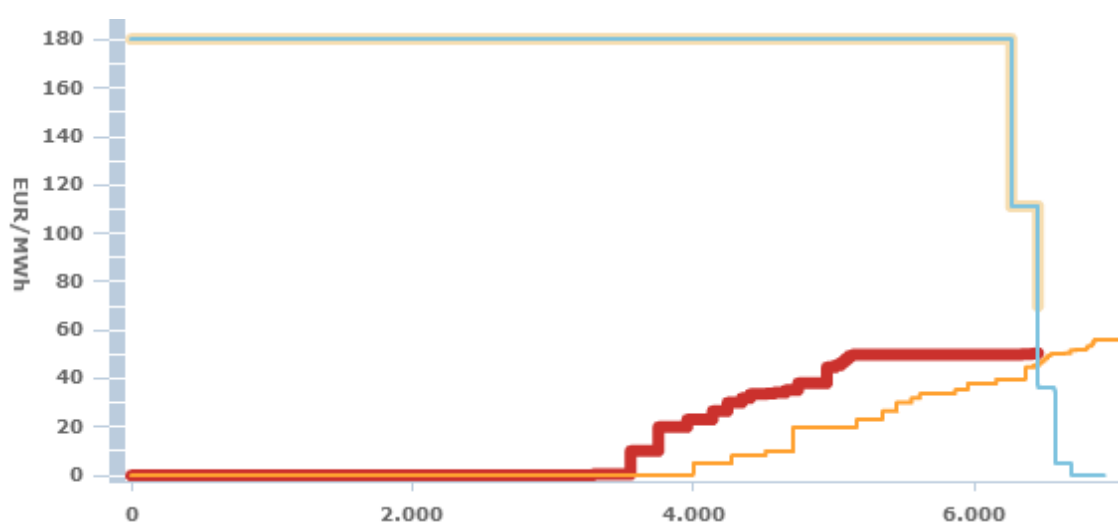


Figura 5.26 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 18 do dia 06/07/2012 em Portugal.

5.2.7 - Dia 7 de julho de 2012

A Tabela 5.7 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 7 de julho de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.27 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Impacto da elasticidade da carga no dia 07/07/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	63,34	62,38	61,22	59,79	57,99	55,64
2	59,13	58,18	57,04	55,64	53,88	51,59
3	55,14	54,25	53,18	51,86	50,20	48,04
4	54,03	53,12	52,03	50,69	49,01	46,83
5	54,23	53,24	52,04	50,59	48,77	46,43
6	50,52	49,60	48,49	47,14	45,46	43,29
7	52,00	51,00	49,80	48,34	46,53	44,20
8	53,03	51,99	50,74	49,23	47,34	44,93
9	49,72	48,79	47,67	46,30	44,60	42,41
10	49,72	48,82	47,75	46,43	44,78	42,67
11	56,30	55,25	53,99	52,46	50,54	48,08
12	55,16	54,13	52,90	51,40	49,53	47,12
13	55,14	54,13	52,91	51,43	49,58	47,20
14	50,03	49,19	48,18	46,94	45,38	43,36
15	44,69	43,96	43,07	41,99	40,62	38,86
16	42,00	41,31	40,48	39,46	38,17	36,51
17	40,10	39,39	38,54	37,49	36,19	34,50
18	38,16	37,47	36,64	35,63	34,37	32,74
19	38,78	37,96	36,98	35,80	34,33	32,47
20	40,10	39,27	38,29	37,09	35,61	33,72
21	42,00	41,27	40,39	39,32	37,97	36,23
22	44,00	43,31	42,47	41,44	40,14	38,45
23	56,30	55,36	54,22	52,83	51,08	48,82
24	59,40	58,43	57,26	55,82	54,01	51,67
Média	50,13	49,24	48,18	46,88	45,25	43,16

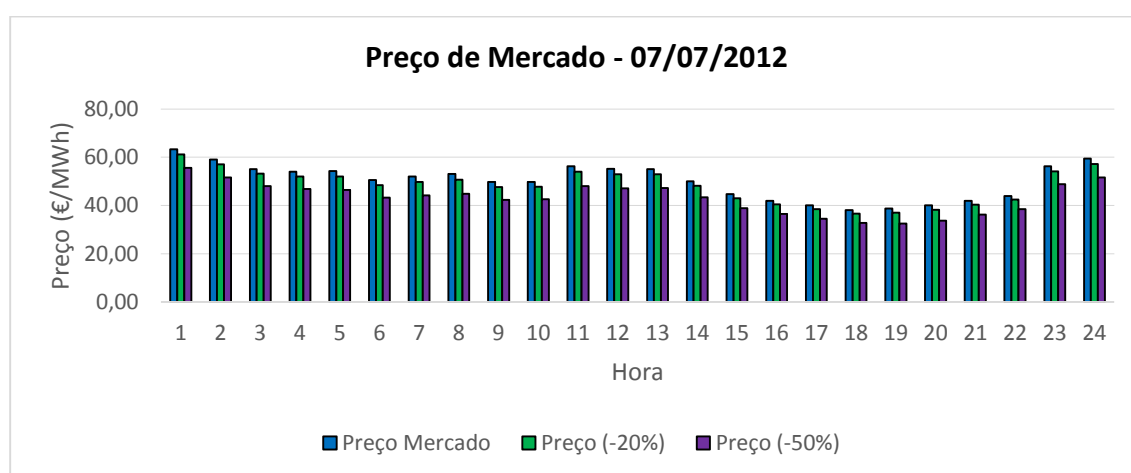


Figura 5.27 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 07/07/2012.

Analisando a Figura 5.27 constata-se que tal como no dia 2 de julho de 2012 o valor mais alto apresentado pelo preço de mercado aconteceu logo para a primeira hora do dia. O menor valor por sua vez ocorreu na hora 18 sendo que nas horas próximas o preço é também reduzido em comparação com o resto das várias horas do dia, o que leva a que o preço de mercado neste dia tenha um comportamento diferente do habitual. À hora 1 corresponde portanto o valor mais elevado com um preço de mercado inicial de 63,34 €/MWh, 61,22 €/MWh para um aumento em 20% da elasticidade da carga e 55,64 €/MWh para um aumento de 50%. A hora do dia com o valor mais baixo foi a hora 18 com um preço de mercado inicial de 38,16 €/MWh, um preço de mercado de 36,64 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 32,74 €/MWh para um aumento de 50%. A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.28.

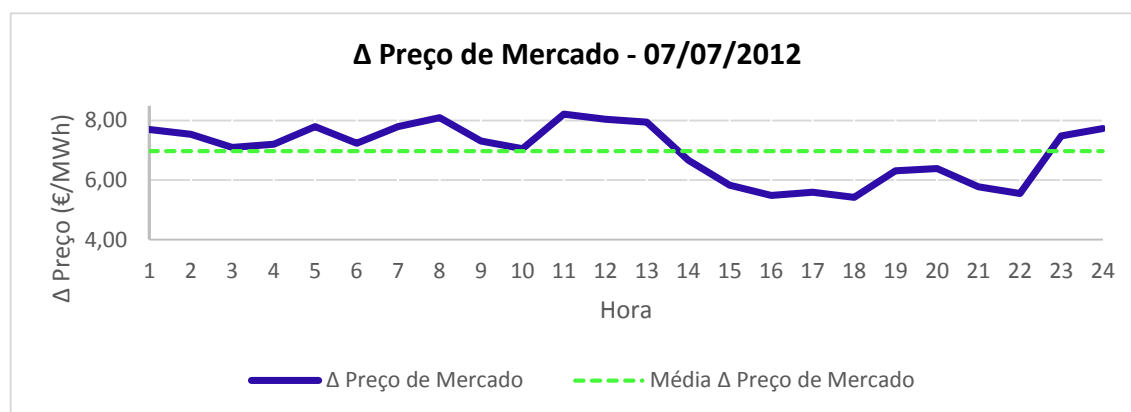


Figura 5.28 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 07/07/2012.

Analisando a Figura 5.28 constata-se um comportamento relativamente constante do impacto causado pelo aumento da elasticidade da curva de compras. Pode-se afirmar que as variações impostas por este aumento seguem o padrão apresentado pelo preço de mercado sem haver grandes diferenças apesar da hora da maior diferença não corresponder à hora de maior preço de mercado. A hora com maior diferença entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com variação de 50% na elasticidade da curva das compras foi a hora 11, onde se verificou uma diferença de 8,22 €/MWh. O menor valor obtido foi relativo à hora 18 coincidente com o menor valor obtido de preço de mercado. Para essa hora a diferença observada foi de 5,42 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 7 de julho de 2012 foi 6,97 €/MWh, valor muito próximo do obtido no 2º dia do mês.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 7 de julho de 2012 está representado na Figura 5.29.

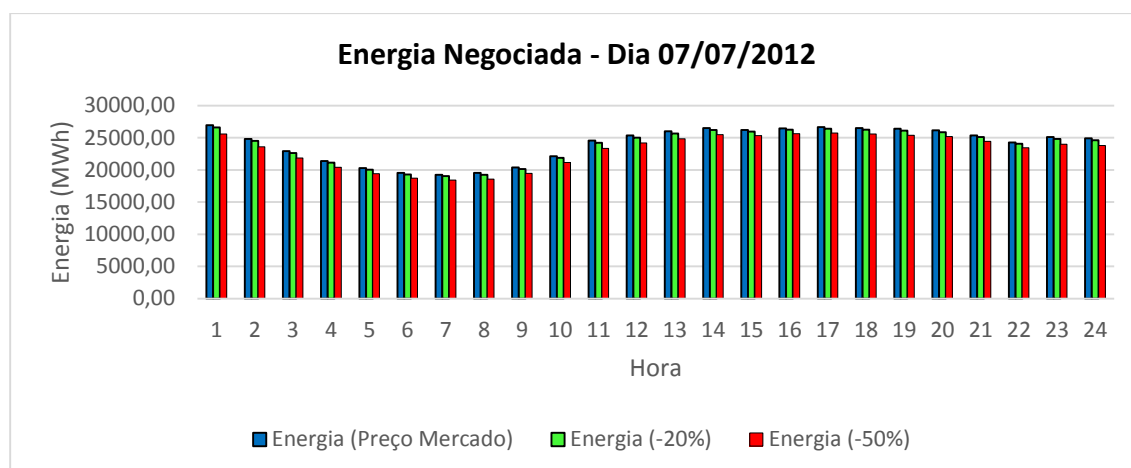


Figura 5.29 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 07/07/2012.

Como se pode ver pela Figura 5.29, nas horas de menor atividade como a madrugada é negociada menos energia e no resto do dia especialmente nas horas de maior atividade o valor da energia negociada é superior, apesar de neste caso a discrepância entre a madrugada e o dia não ser muito elevada, chegando mesmo as duas primeiras horas a apresentar valores de energia negociada na ordem dos valores apresentados em pleno dia em que normalmente são superiores.

A hora 1 é a hora que apresenta o maior valor de energia negociada tal como representa a hora com mais elevado preço de mercado, em que o valor inicial de energia negociada é de 26961,00 MWh, de 26586,65 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 25600,07 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez, o valor mais baixo de energia negociada para este dia foi referente à hora 7 com 19257,50 MWh com a elasticidade inicial da curva das compras, 19013,44 MWh para um aumento de 20% e 18391,84 MWh para um aumento de 50%. O facto da hora 7 apresentar um valor reduzido de energia negociada a um preço de mercado considerável, deve-se ao facto da curva das vendas possuir um declive elevado e a curva das compras um declive reduzido que lhe confere um carácter mais elástico pouco usual na formação do preço de mercado.

Foram então retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 7, 11 e 18 do dia 7 de julho de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.30 e Figura 5.31.

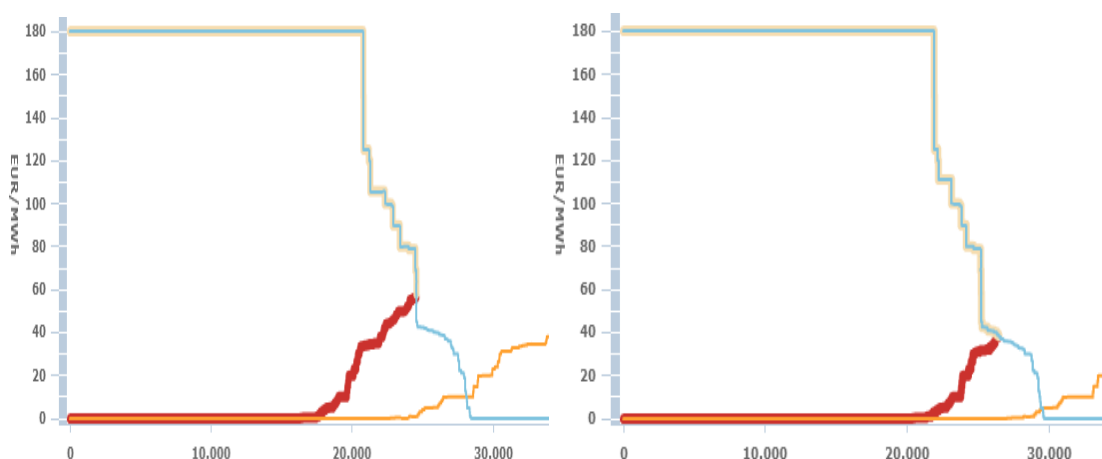


Figura 5.30 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 11 e 18 do dia 07/07/2012.

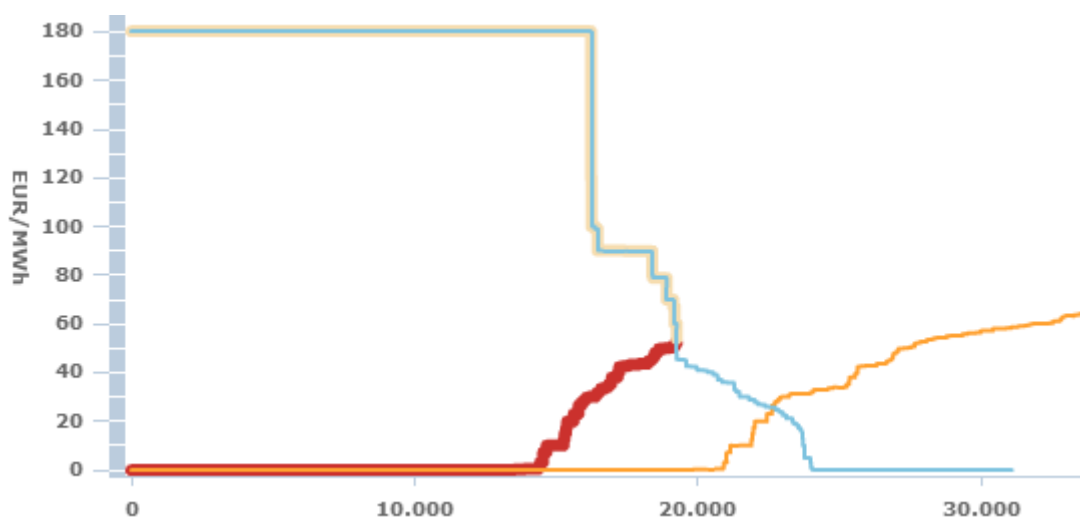


Figura 5.31 - Curvas agregadas de compra e venda referentes à hora 7 do dia 07/07/2012.

5.3 - Semana 1 a 7 dezembro 2012

5.3.1 - Dia 1 de dezembro de 2012

A Tabela 5.8 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 1 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.32 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - Impacto da elasticidade da carga no dia 01/12/2012

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	57,00	56,29	55,42	54,35	52,98	51,18
2	51,12	50,48	49,70	48,74	47,51	45,89
3	42,65	42,05	41,32	40,42	39,28	37,78
4	39,50	38,87	38,11	37,18	36,01	34,49
5	36,65	36,02	35,27	34,35	33,19	31,69
6	35,97	35,30	34,50	33,52	32,30	30,73
7	39,25	38,50	37,59	36,49	35,12	33,37
8	41,10	40,39	39,53	38,48	37,16	35,47
9	39,16	38,40	37,49	36,37	34,99	33,22
10	46,20	45,37	44,37	43,15	41,63	39,67
11	51,50	50,65	49,62	48,36	46,78	44,73
12	50,60	49,78	48,80	47,58	46,06	44,08
13	51,51	50,71	49,74	48,55	47,04	45,09
14	52,42	51,66	50,74	49,60	48,16	46,28
15	51,53	50,83	49,98	48,94	47,60	45,86
16	49,50	48,79	47,93	46,86	45,51	43,75
17	46,72	46,05	45,23	44,23	42,95	41,29
18	48,99	48,21	47,26	46,10	44,63	42,73
19	55,02	54,34	53,52	52,50	51,20	49,48
20	61,00	60,22	59,28	58,10	56,61	54,65
21	60,25	59,50	58,59	57,46	56,02	54,12
22	55,69	55,09	54,35	53,44	52,27	50,71
23	54,19	53,54	52,75	51,76	50,51	48,85
24	54,19	53,54	52,74	51,76	50,50	48,83
Média	48,82	48,11	47,24	46,18	44,83	43,08

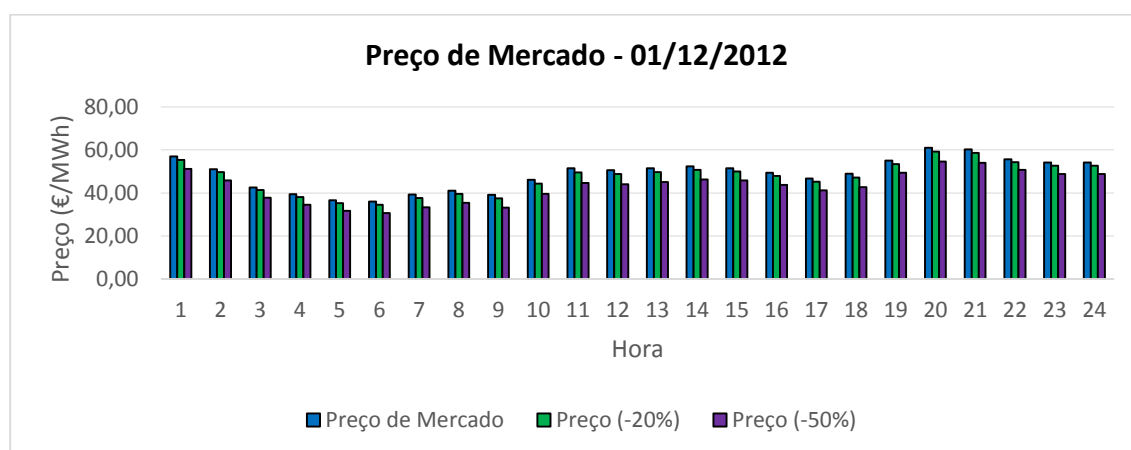


Figura 5.32 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 01/12/2012.

Analisando a Figura 5.32 constata-se que os menores valores ocorreram como de esperar para madrugada, sendo que o valor mais reduzido corresponde à hora 6 em que o preço de mercado apresenta um valor de 35,97 €/MWh, 34,50 €/MWh para um aumento em 20% da elasticidade da carga e 30,73 €/MWh para um aumento de 50%. O maior valor atingido pelo preço de mercado corresponde à hora 20 com um preço de mercado inicial de 61,00 €/MWh, 59,28 €/MWh para um aumento em 20% da elasticidade da carga e 54,65 €/MWh para um aumento de 50%. A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.33.

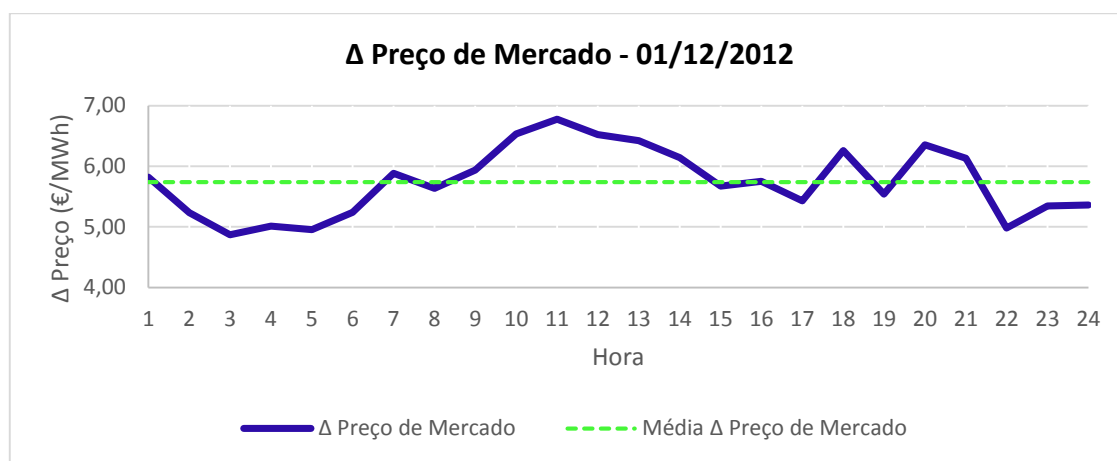


Figura 5.33 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 01/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.33 a variação causada pelo aumento em 50% da elasticidade da carga, traduzida pela diferença de preço de mercado inicial e final, apresenta algumas variações ao longo das várias horas do dia. A menor diferença ocorreu para a hora 3 com um valor de 4,87 €/MWh e o maior valor foi referente à hora 11 com um valor de 6,77 €/MWh. Pode-se verificar que apesar da hora em que preço de mercado foi mais elevado (hora 21), o mesmo não se verificou para a diferença entre o seu valor inicial e final. O valor médio da variação do preço no dia 1 de dezembro foi de 5,74 €/MWh que não se afasta dos valores obtidos para os dias estudados anteriormente.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 1 de dezembro de 2012 está representado na Figura 5.34.

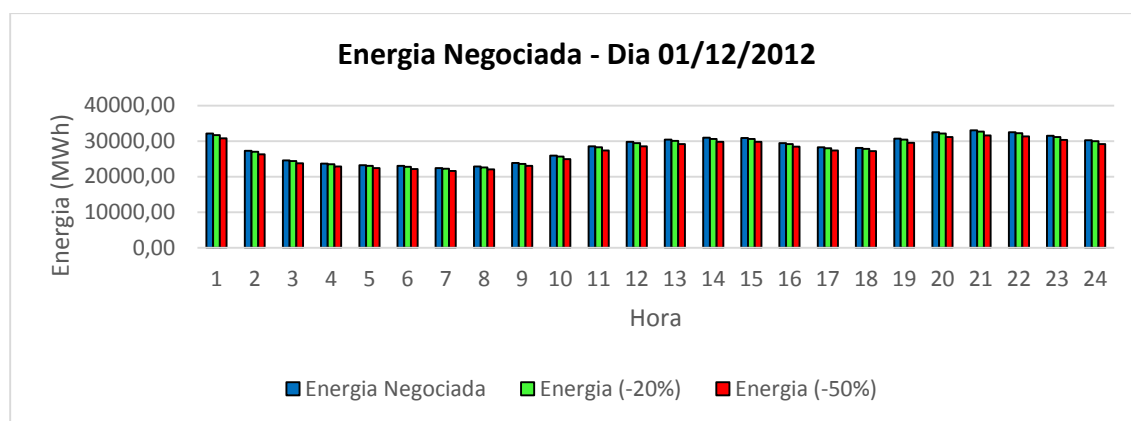


Figura 5.34 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 01/12/2012.

Como se pode ver pela Figura 5.34 as horas que se destacam pela maior e menor quantidade de energia negociada são a hora 7 e 21 respetivamente. À hora 7 está associada uma energia negociada de 22435,60 MWh, de 22201,24 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 21603,51 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais elevado de energia negociada para este dia verificou-se na hora 21 com 33050,30 MWh com a elasticidade da carga inicial, 32660,98 MWh para um aumento de 20% e 31611,92 MWh para um aumento de 50%.

As curvas agregadas de compra e de venda referentes às horas 3 e 11 do dia 1 de dezembro de 2012, encontram-se representadas na Figura 5.35.

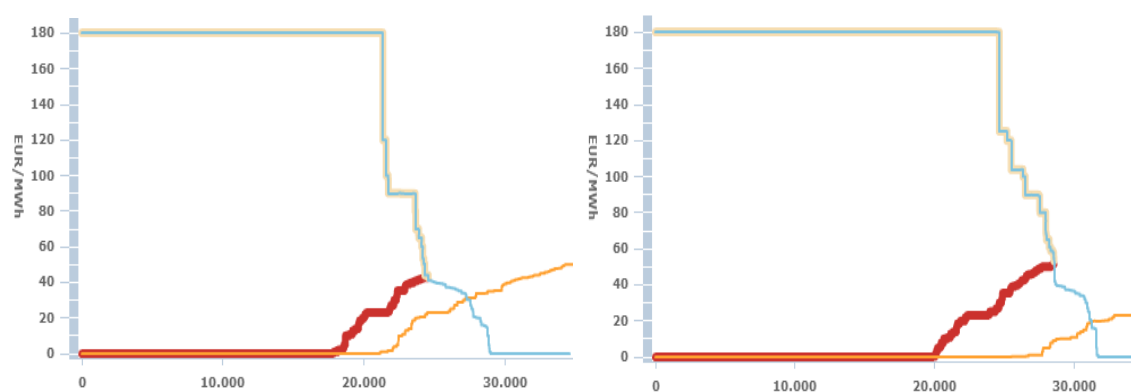


Figura 5.35 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 3 e 11 do dia 01/12/2012.

5.3.2 - Dia 2 de dezembro de 2012

A Tabela 5.9 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 2 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da

curva das ofertas de venda não se alterava. A Figura 5.36 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Impacto da elasticidade da carga no dia 02/12/2012

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	53,41	52,75	51,96	50,97	49,70	48,04
2	47,42	46,80	46,05	45,12	43,93	42,38
3	39,91	39,26	38,48	37,51	36,30	34,73
4	35,95	35,24	34,38	33,34	32,05	30,40
5	34,57	33,83	32,94	31,87	30,54	28,86
6	35,00	34,24	33,34	32,25	30,89	29,18
7	36,57	35,83	34,96	33,89	32,56	30,87
8	39,91	39,19	38,33	37,28	35,96	34,26
9	37,90	37,09	36,13	34,96	33,51	31,68
10	42,00	41,28	40,42	39,36	38,03	36,31
11	48,99	48,20	47,26	46,09	44,62	42,72
12	49,03	48,24	47,29	46,12	44,64	42,73
13	51,68	50,87	49,88	48,68	47,15	45,18
14	50,96	50,19	49,27	48,13	46,68	44,80
15	48,20	47,59	46,84	45,92	44,75	43,20
16	45,00	44,40	43,67	42,76	41,61	40,10
17	47,42	46,77	45,97	44,99	43,75	42,11
18	52,45	51,60	50,57	49,30	47,71	45,65
19	60,00	59,08	57,97	56,61	54,89	52,64
20	65,00	64,02	62,83	61,37	59,53	57,12
21	68,00	67,19	66,19	64,96	63,39	61,31
22	69,85	69,03	68,04	66,80	65,22	63,13
23	64,46	63,73	62,83	61,72	60,29	58,40
24	56,20	55,58	54,83	53,88	52,68	51,08
Média	49,16	48,42	47,52	46,41	45,02	43,20

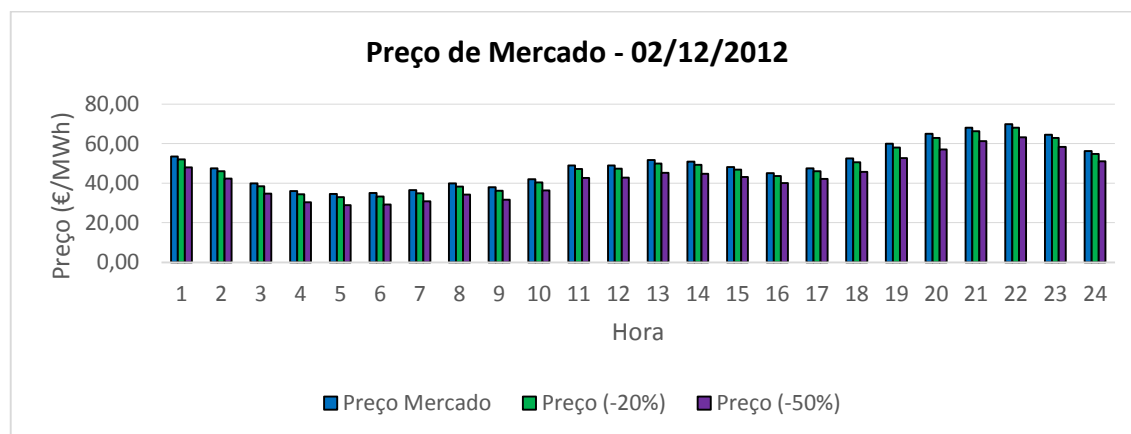


Figura 5.36 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 02/12/2012.

Analisando a Figura 5.36 verifica-se que também no dia 2 de Dezembro os menores valores do preço de mercado foram como é normal referentes à madrugada, onde o valor mais baixo de preço de mercado foi obtido para a hora 5 com um valor de 34,57 €/MWh, 32,94 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 28,86 €/MWh para um aumento de 50%. O valor mais elevado obtido corresponde à hora 22 em que o preço de mercado atingiu o valor de 69,85 €/MWh, sendo que com um aumento de 20% na elasticidade da carga se obteve 68,04 €/MWh e 63,13 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.37.

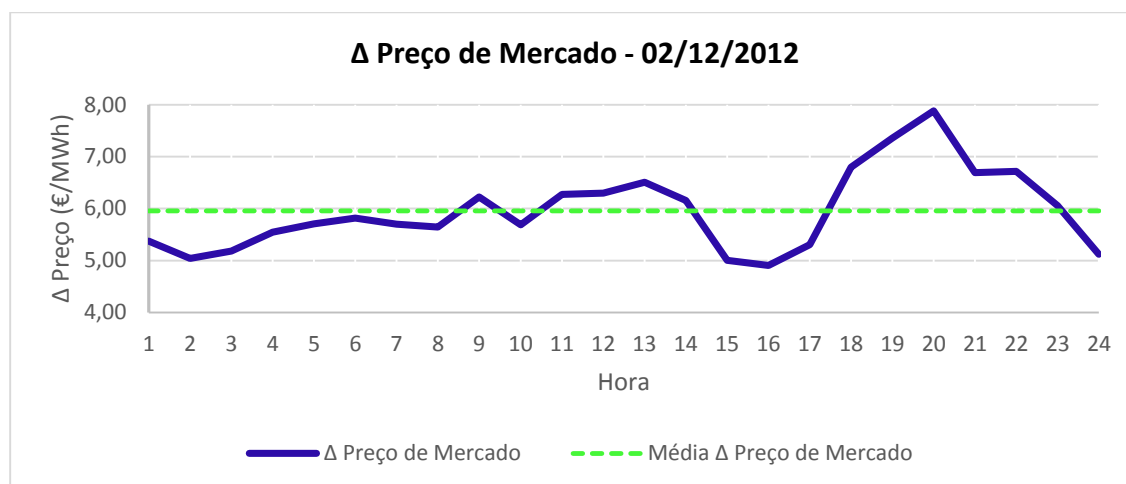


Figura 5.37 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 02/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.37 a menor diferença deu-se para a hora 16 com um valor de 4,90 €/MWh e o maior valor foi referente à hora 20 com um valor de 7,88 €/MWh, havendo assim uma elevada discrepância entre essas duas horas. Pode-se verificar que apesar da hora em que preço de mercado foi mais elevado (hora 22) ter uma diferença entre o preço inicial e o preço final considerável, a maior diferença foi observada para a hora 20 mesmo que com um preço de mercado inferior. O valor médio da variação do preço no dia 2 de dezembro foi de 5,96 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 2 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.38.

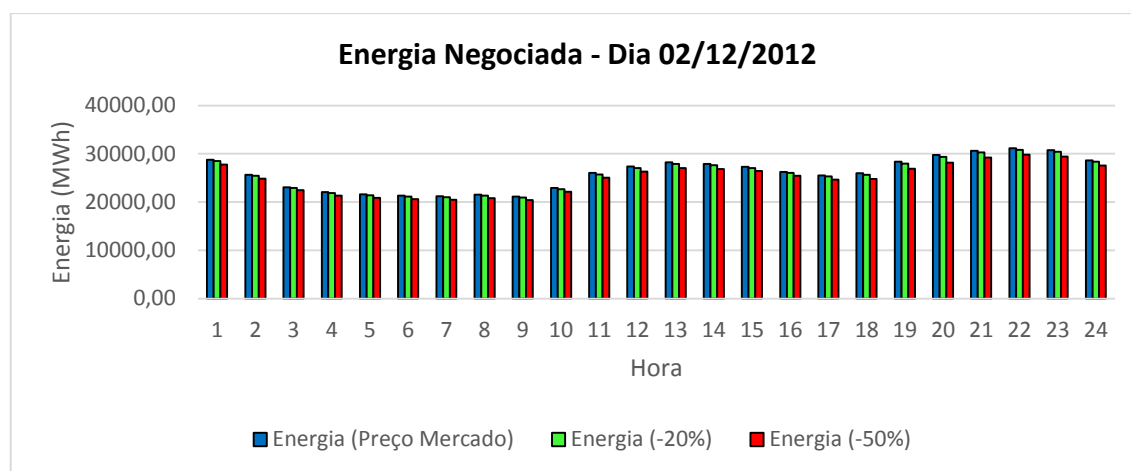


Figura 5.38 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 02/12/2012.

Para o dia 2 de dezembro e observando a Figura 5.38, verifica-se que tal como na maioria dos dias analisados anteriormente, nas horas de menor atividade como a madrugada é negociada menos energia e no resto do dia, especialmente nas horas de mais atividade, o valor da energia negociada é superior. As horas que se destacam pela menor e maior quantidade de energia negociada são as horas 7 e 22 respetivamente. À hora 7 está associada uma energia negociada de 21200,80 MWh, de 20986,86 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 20445,11 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez, o valor mais elevado de energia negociada para este dia foi referente à hora 22 com 31168,70 MWh para a elasticidade inicial da carga, 30798,64 MWh para um aumento de 20% e 29705,81 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 16 e 20 do dia 2 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.39.

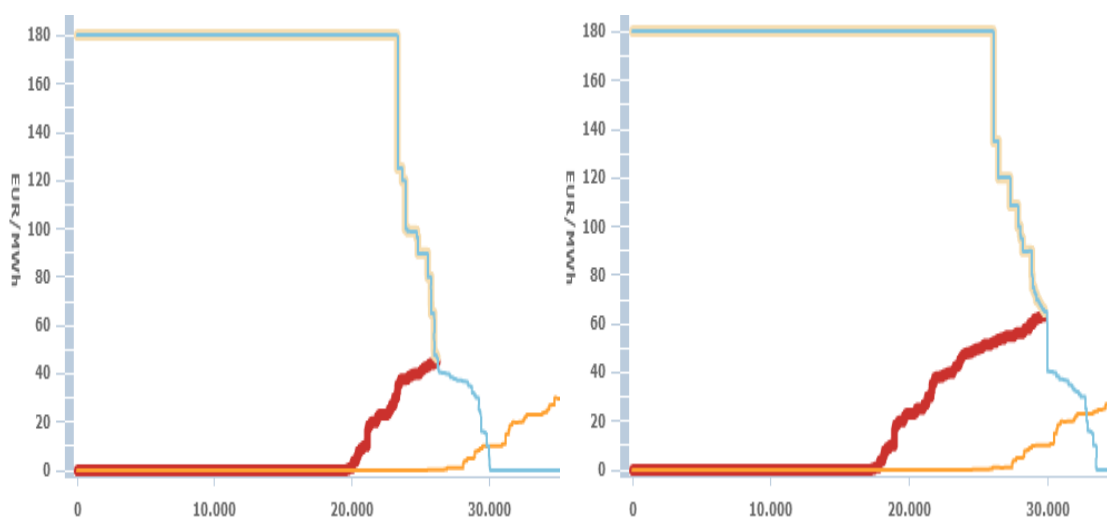


Figura 5.39 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 16 e 20 do dia 02/12/2012.

5.3.3 - Dia 3 de dezembro de 2012

A Tabela 5.10 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 3 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.40 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.10.

Tabela 5.10 - Impacto da elasticidade da carga no dia 03/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	53,59	52,98	52,24	51,32	50,14	48,57
2	44,48	43,98	43,37	42,61	41,64	40,35
3	38,58	37,88	37,04	36,02	34,74	33,09
4	36,57	35,91	35,12	34,16	32,95	31,39
5	37,10	36,40	35,56	34,53	33,25	31,61
6	39,40	38,65	37,75	36,65	35,29	33,53
7	48,10	47,27	46,27	45,05	43,52	41,54
8	60,00	59,17	58,16	56,91	55,33	53,26
9	64,00	63,02	61,85	60,40	58,56	56,18
10	65,03	64,04	62,85	61,38	59,52	57,10
11	63,13	62,20	61,07	59,69	57,93	55,64
12	61,20	60,31	59,23	57,91	56,22	54,03
13	68,05	67,08	65,90	64,45	62,61	60,20
14	66,25	65,37	64,30	62,97	61,29	59,08
15	63,28	62,45	61,44	60,18	58,59	56,50
16	59,69	58,92	57,98	56,82	55,34	53,40
17	57,72	57,00	56,12	55,03	53,65	51,82
18	61,20	60,41	59,44	58,25	56,72	54,72
19	68,01	67,15	66,11	64,82	63,17	61,00
20	70,01	69,14	68,09	66,78	65,11	62,91
21	65,00	64,28	63,40	62,30	60,90	59,03
22	65,23	64,64	63,91	63,00	61,83	60,26
23	58,01	57,45	56,76	55,89	54,78	53,30
24	50,69	50,06	49,30	48,35	47,14	45,54
Média	56,85	56,07	55,14	53,98	52,51	50,59

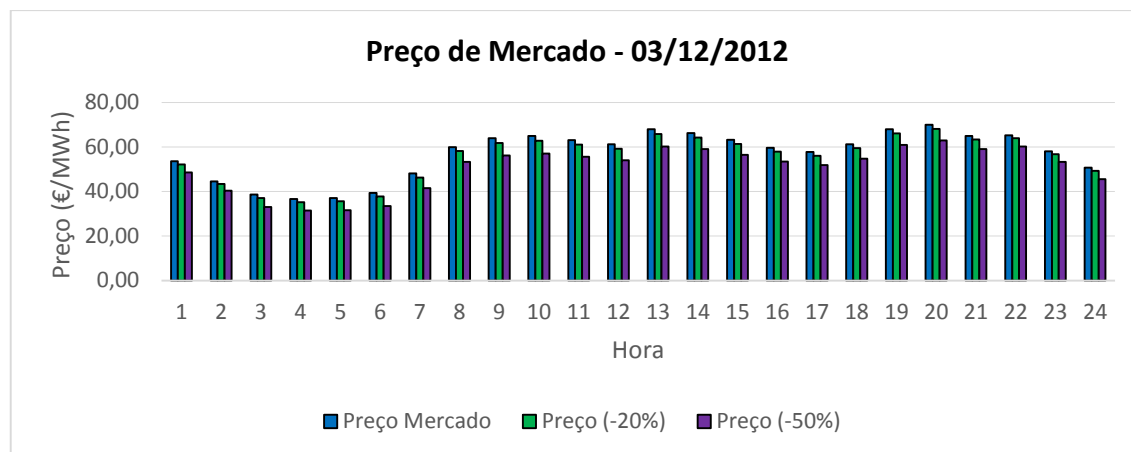


Figura 5.40 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 03/12/2012.

Analisando a Figura 5.40 verifica-se que também no dia 3 de dezembro de 2012 o preço de mercado apresentou um comportamento relativamente normal, mas com mais variações e valores ligeiramente mais elevados. A madrugada apresentou os menores valores sendo o valor mais baixo de preço de mercado obtido na hora 4, apresentando um valor de 36,57 €/MWh, 35,12 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 31,39 €/MWh para um aumento de 50%. O valor mais elevado obtido corresponde à hora 20 em que o preço de mercado atingiu o valor de 70,01 €/MWh, valor mais alto entre os dias de julho e dezembro analisados até agora. Para um aumento de 20% na elasticidade da carga relativamente à hora 20 obteve-se 68,09 €/MWh e 62,91 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% para o dia 3 de dezembro de 2012 encontra-se representada na Figura 5.41.

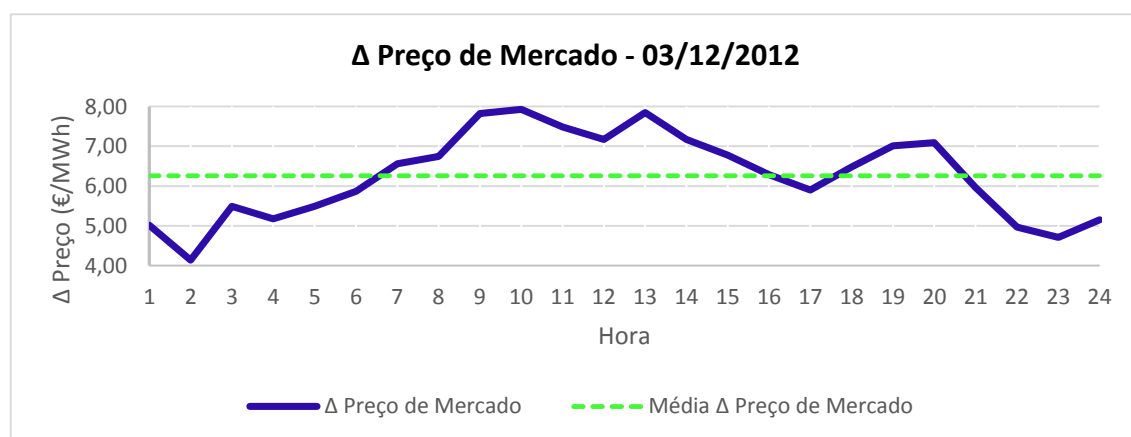


Figura 5.41 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 03/12/2012.

Analisando a Figura 5.41 percebe-se que o impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga representado pela diferença entre o preço de mercado inicial e final variou bastante. A menor diferença foi obtida para a hora 2 com um valor de 4,13 €/MWh e o maior valor obtido

foi referente à hora 10 com um valor de 7,93 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 3 de dezembro foi de 6,26 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 3 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.42.

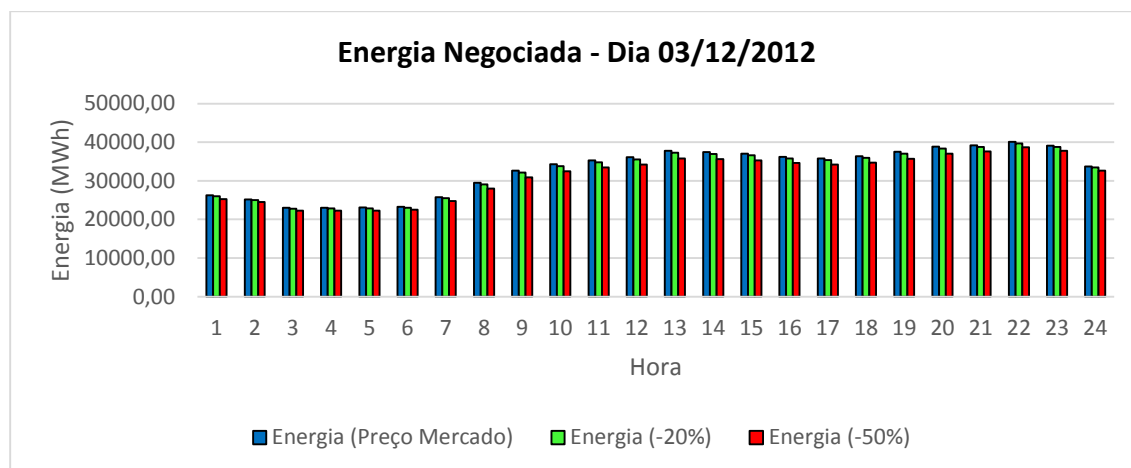


Figura 5.42 - Energia Negociada e variações de 20% e 50% para o dia 03/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.42 as horas que se destacam pela maior e menor quantidade de energia negociada são as horas 3 e 22 respetivamente. À hora 3 está associada uma energia negociada de 22993,20 MWh, de 22789,62 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 22265,79 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez, o valor mais alto de energia negociada para este dia foi referente à hora 22 com 40073,50 MWh para a elasticidade inicial da carga, 39712,78 MWh para um aumento de 20% e 38713,06 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 2 e 10 do dia 3 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.43.

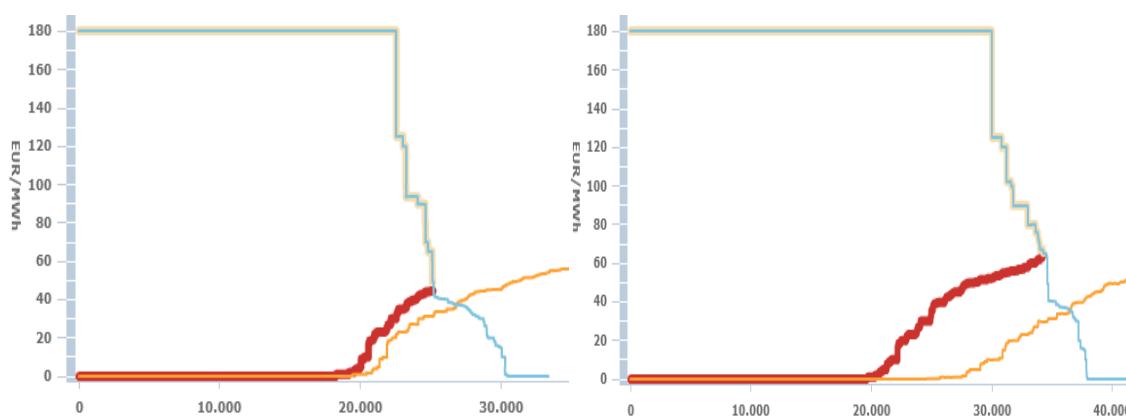


Figura 5.43 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 2 e 10 do dia 03/12/2012.

5.3.4 - Dia 4 de dezembro de 2012

A Tabela 5.11 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 4 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.44 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.11.

Tabela 5.11 - Impacto da elasticidade da carga no dia 04/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	45,00	44,39	43,65	42,74	41,58	40,06
2	39,21	38,45	37,53	36,42	35,04	33,27
3	33,61	32,76	31,76	30,56	29,10	27,27
4	30,00	29,25	28,36	27,29	25,98	24,35
5	28,07	27,36	26,51	25,50	24,27	22,73
6	32,00	31,15	30,15	28,96	27,50	25,70
7	36,57	35,68	34,63	33,36	31,81	29,86
8	48,18	47,37	46,39	45,20	43,70	41,75
9	51,10	50,18	49,07	47,72	46,03	43,86
10	56,75	55,74	54,52	53,03	51,17	48,78
11	56,24	55,25	54,07	52,62	50,80	48,46
12	54,99	54,02	52,86	51,44	49,66	47,36
13	55,19	54,27	53,16	51,79	50,08	47,86
14	54,50	53,60	52,53	51,20	49,53	47,37
15	48,99	48,24	47,34	46,23	44,83	43,01
16	45,01	44,33	43,52	42,51	41,24	39,58
17	45,01	44,40	43,67	42,76	41,60	40,08
18	54,99	54,17	53,18	51,96	50,42	48,41
19	62,44	61,50	60,37	58,97	57,20	54,90
20	64,40	63,50	62,40	61,05	59,34	57,10
21	61,00	60,25	59,34	58,21	56,77	54,87
22	58,78	58,12	57,31	56,30	55,01	53,30
23	53,60	52,92	52,10	51,08	49,77	48,06
24	46,94	46,25	45,41	44,38	43,07	41,37
Média	48,44	47,63	46,66	45,47	43,98	42,06

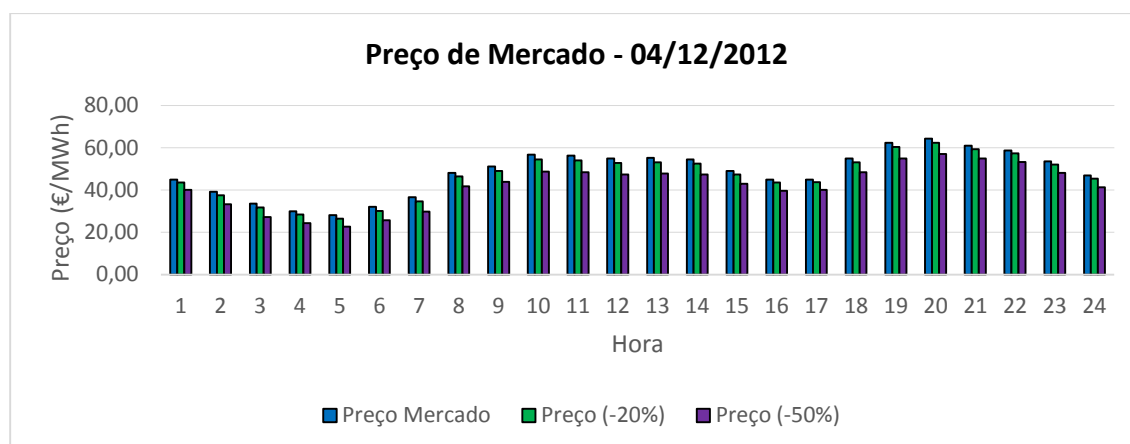


Figura 5.44 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 04/12/2012.

Analisando a Figura 5.44, verifica-se para o dia 4 de dezembro de 2012 o preço de mercado apresentou oscilações ao longo das várias horas do dia. O seu menor valor foi como é normal obtido de madrugada, em que o valor mais baixo é referente à hora 5 com um valor de 28,07 €/MWh, 26,51 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 22,73 €/MWh para um aumento de 50%, o que significa uma redução considerável em relação ao dia anterior. O valor mais elevado obtido corresponde à hora 20 em que o preço de mercado atingiu o valor de 64,40 €/MWh, sendo que com um aumento de 20% na elasticidade da carga se obteve 62,40 €/MWh e 57,10 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.45.

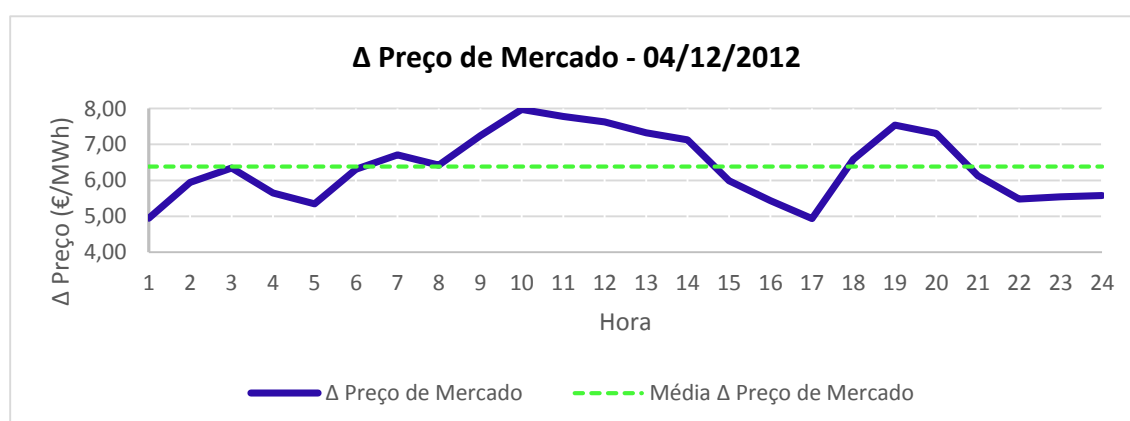


Figura 5.45 - Diferença entre Preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 04/12/2012.

Analisando a Figura 5.45 percebe-se que o impacto causado pelo aumento da elasticidade da curva de compras representado pela diferença entre o preço de mercado inicial e final apresentou igualmente oscilações e valores elevados para algumas horas. A menor diferença

foi obtida para a hora 17 com um valor de 4,13 €/MWh. O maior valor foi obtido tal como já tem acontecido noutros dias para a hora 10, com um valor de 7,97 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 4 de dezembro foi de 6,38 €/MWh, diferença média muito semelhante à verificada para o dia 2 de dezembro.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 4 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.46.

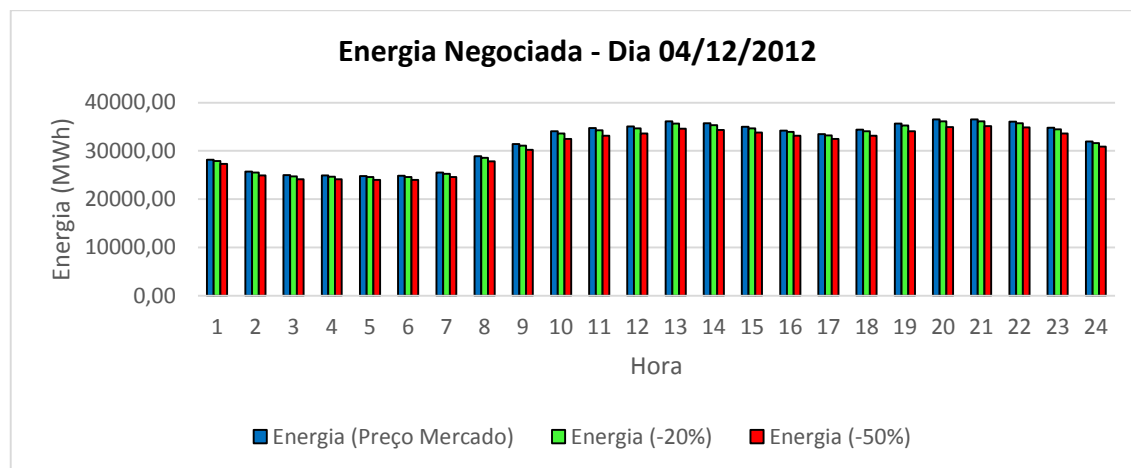


Figura 5.46 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 04/12/2012.

Para o dia 4 de dezembro e observando a Figura 5.46, verifica-se que tal como na maioria dos dias analisados anteriormente, nas horas de menor atividade como a madrugada é negociada menos energia e no resto do dia especialmente nas horas de mais atividade o valor da energia negociada é superior. As horas que se destacam pela menor e pela maior quantidade de energia negociada são a hora 5 e 20 respetivamente. À hora 5 está associada uma energia negociada de 24785,20 MWh, de 24562,34 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 24021,04 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez, o valor mais elevado de energia negociada para este dia foi referente à hora 20 com 36533,10 MWh para a elasticidade inicial da curva das compras, 36104,24 MWh para um aumento de 20% e 34963,54 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 17 do dia 4 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.47.

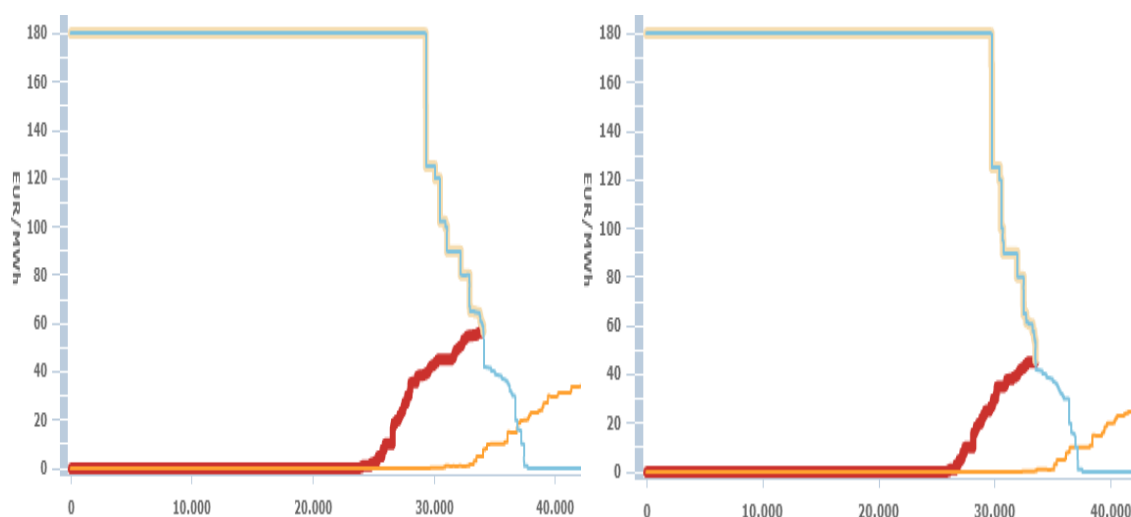


Figura 5.47 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 17 do dia 04/12/2012.

5.3.5 - Dia 5 de dezembro de 2012

A Tabela 5.12 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 5 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.48 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.12.

Tabela 5.12 - Impacto da elasticidade da carga no dia 05/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	42,56	41,89	41,07	40,07	38,81	37,17
2	35,60	34,84	33,93	32,82	31,46	29,73
3	33,14	32,25	31,20	29,95	28,42	26,54
4	28,00	27,29	26,45	25,44	24,21	22,68
5	26,07	25,41	24,64	23,71	22,57	21,15
6	30,00	29,20	28,26	27,14	25,77	24,07
7	36,98	36,04	34,94	33,62	32,00	29,98
8	49,75	48,83	47,72	46,37	44,68	42,52
9	50,16	49,24	48,13	46,78	45,10	42,93
10	55,00	54,05	52,90	51,49	49,73	47,46
11	54,99	54,05	52,92	51,53	49,79	47,54
12	52,56	51,67	50,60	49,29	47,65	45,52
13	51,83	51,03	50,05	48,86	47,35	45,39
14	50,91	50,17	49,27	48,16	46,75	44,92
15	49,75	49,04	48,19	47,13	45,79	44,04
16	48,04	47,35	46,51	45,47	44,16	42,44
17	50,00	49,34	48,55	47,56	46,30	44,65
18	55,69	54,98	54,12	53,05	51,69	49,90
19	62,00	61,20	60,23	59,03	57,50	55,49
20	68,01	67,10	65,99	64,61	62,87	60,58
21	64,42	63,67	62,76	61,63	60,18	58,26
22	63,69	63,02	62,19	61,17	59,85	58,10
23	57,66	57,04	56,29	55,36	54,15	52,56
24	54,45	53,83	53,08	52,15	50,95	49,36
Média	48,80	48,02	47,08	45,93	44,49	42,62

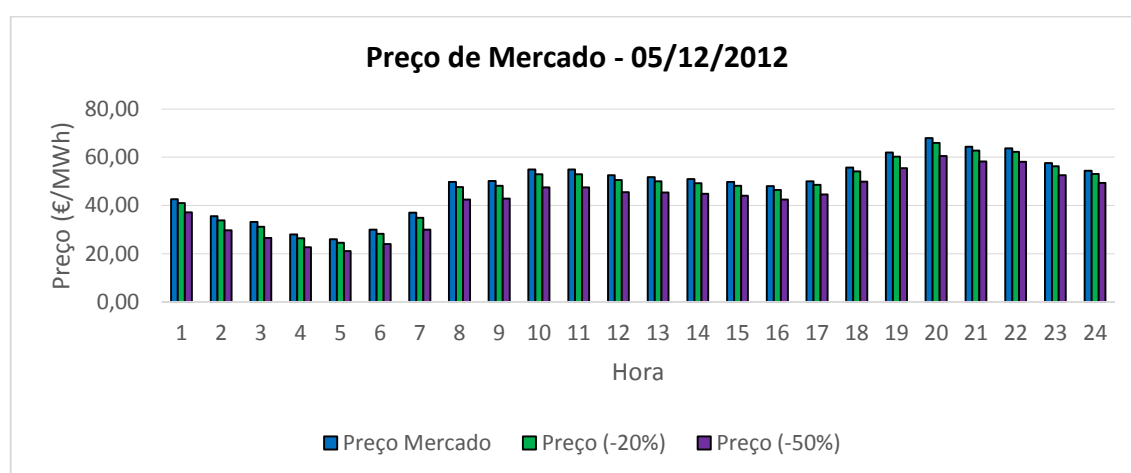


Figura 5.48 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 05/12/2012.

Analisando a Figura 5.48 verifica-se que também no dia 5 de dezembro de 2012 o preço de mercado apresentou também várias oscilações e valores bastante elevados como valores inferiores aos normalmente apresentados. A madrugada apresentou os menores valores sendo o valor mais baixo de preço de mercado obtido para a hora 5, apresentando um valor de 26,07 €/MWh, 24,64 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e de 21,15 €/MWh para um aumento de 50%. O valor mais alto obtido corresponde à hora 20 em que o preço de mercado atingiu o valor de 68,01 €/MWh. Para um aumento de 20% na elasticidade da carga relativamente à hora 20 obteve-se 65,99 €/MWh e 60,78 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% para o dia 5 de dezembro de 2012, encontra-se representado na Figura 5.49.

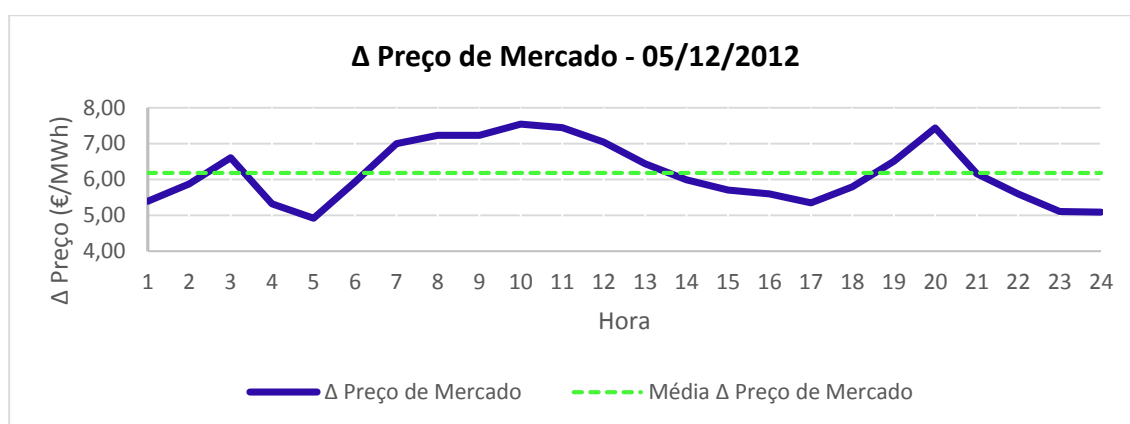


Figura 5.49 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 05/12/2012.

Recorrendo à Figura 5.49 verifica-se que o impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga, representado pela diferença entre o preço de mercado inicial e final seguiu o padrão apresentado pelos valores do preço de mercado. A menor diferença foi obtida para a hora 5, hora que apresentou o menor preço do mercado neste dia. A diferença entre o preço inicial e final para essa hora foi de 4,92 €/MWh. O maior valor obtido foi referente à hora 10 com um valor de 7,54 €/MWh, sendo que para a hora 20 também se obteve uma diferença elevada, de 7,43 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 5 de dezembro foi de 6,18 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 5 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.50.

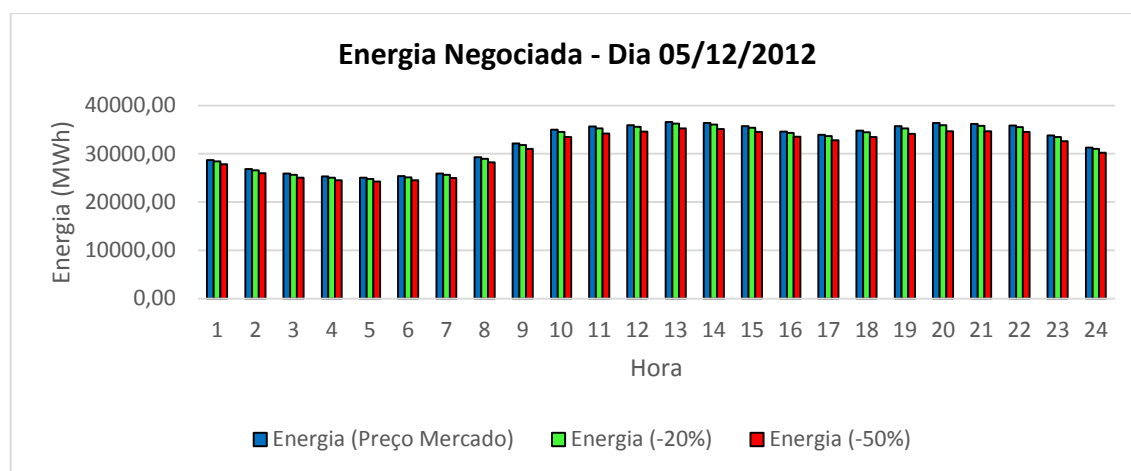


Figura 5.50 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 05/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.50, o dia 5 de dezembro de 2012 apresenta um comportamento dentro dos parâmetros normais relativamente à quantidade de energia negociada correspondente a cada preço de mercado. As horas com maior e menor quantidade de energia negociada são a hora 5 e 20 respetivamente. À hora 5 está associada uma energia negociada de 25019,40 MWh, de 24801,33 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 24270,56 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais elevado de energia negociada para este dia foi referente à hora 20 com 36415,50 MWh relativo à elasticidade da carga inicial, 35944,21 MWh para um aumento de 20% e 34684,81 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 5 e 10 do dia 5 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.51.

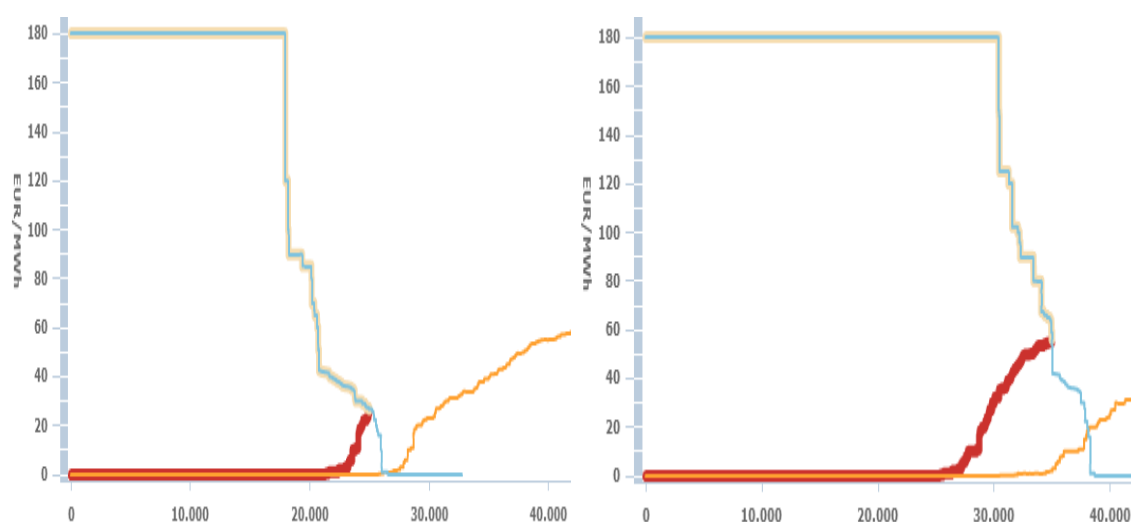


Figura 5.51 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 5 e 10 do dia 05/12/2012.

5.3.6 - Dia 6 de dezembro de 2012

A Tabela 5.13 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 6 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.52 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Impacto da elasticidade da carga no dia 06/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	58,10	57,50	56,77	55,86	54,68	53,12
2	53,59	53,01	52,30	51,42	50,29	48,79
3	44,00	43,51	42,91	42,16	41,20	39,93
4	40,00	39,41	38,69	37,81	36,70	35,24
5	39,45	38,81	38,04	37,09	35,90	34,36
6	42,30	41,59	40,74	39,70	38,39	36,70
7	47,06	46,26	45,30	44,12	42,64	40,73
8	50,11	49,30	48,33	47,13	45,62	43,66
9	45,23	44,39	43,38	42,15	40,62	38,65
10	50,86	50,00	48,96	47,68	46,08	44,02
11	55,84	54,96	53,90	52,59	50,94	48,80
12	56,00	55,15	54,11	52,84	51,23	49,14
13	56,25	55,44	54,47	53,27	51,74	49,75
14	55,84	55,04	54,07	52,87	51,35	49,36
15	55,69	54,91	53,97	52,81	51,33	49,40
16	55,00	54,22	53,27	52,09	50,61	48,67
17	54,00	53,27	52,39	51,30	49,91	48,08
18	53,59	52,83	51,91	50,77	49,32	47,43
19	57,00	56,27	55,38	54,27	52,87	51,02
20	58,79	58,01	57,05	55,87	54,38	52,41
21	62,20	61,42	60,47	59,29	57,79	55,81
22	62,20	61,46	60,55	59,42	57,99	56,09
23	58,63	57,93	57,07	56,01	54,65	52,86
24	56,11	55,38	54,49	53,40	52,00	50,16
Média	52,83	52,09	51,19	50,08	48,68	46,84

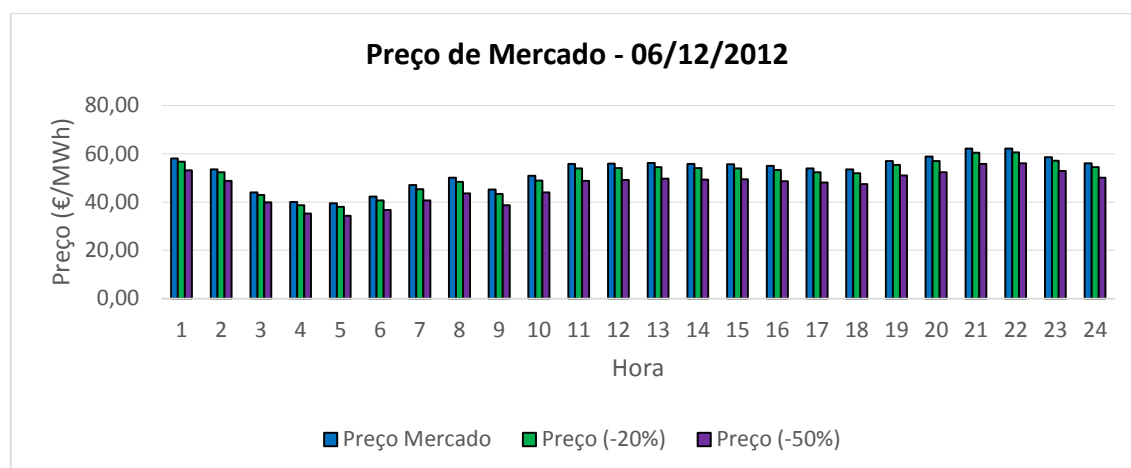


Figura 5.52 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 06/12/2012.

Como se pode observar através da Figura 5.52, no dia 6 de dezembro de 2012 o preço de mercado apresentou poucas variações ao longo das várias horas do dia. Os seus menores valores foram como é normal referentes à madrugada, onde o valor mais baixo de preço de mercado foi obtido para a hora 5 com um valor de 39,45 €/MWh, 38,04 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e 34,36 €/MWh para um aumento de 50%. De notar, que tal como já aconteceu anteriormente, nas primeiras horas do dia o preço de mercado apresenta um valor significativo, chegando perto de 60,00 €/MWh nas primeiras 2 horas e dos 40,00 €/MWh nas horas de valor mais reduzido. No entanto, o preço de mercado mais elevado para o dia 6 de dezembro foi mais uma vez correspondente à hora 22 atingindo o valor de 62,20 €/MWh. Para essa hora e na presença de um aumento de 20% na elasticidade da carga obteve-se 60,55 €/MWh e 56,09 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representada na Figura 5.53.

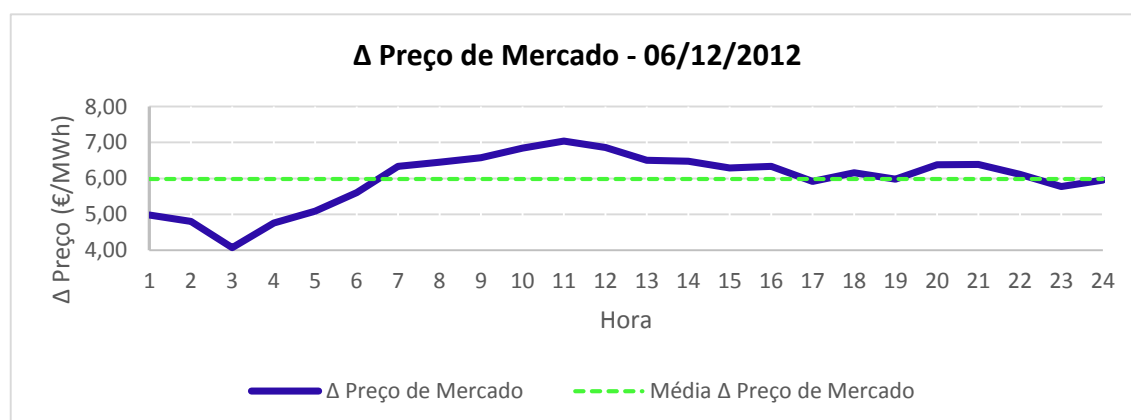


Figura 5.53 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 06/12/2012.

Recorrendo à Figura 5.53 verifica-se que o impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga, representado pela diferença entre o preço de mercado inicial e final foi relativamente constante. A menor diferença foi observada para a hora 3 em que a diferença entre o preço inicial e final foi de 4,07 €/MWh. Relativamente ao maior valor obtido foi para a hora 11 com um valor de 7,04 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 6 de dezembro foi de 5,99 €/MWh.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 5 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.54.

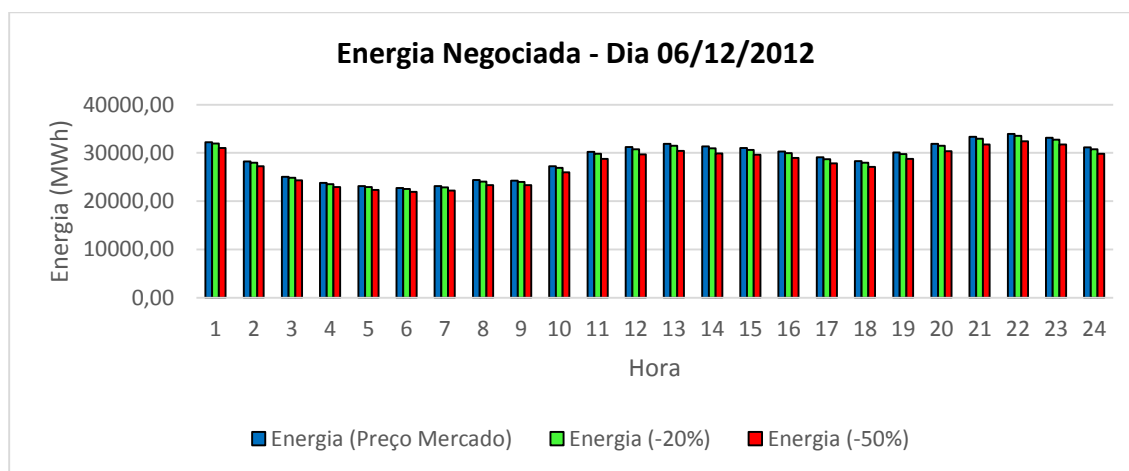


Figura 5.54 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 06/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.54, o dia 6 de dezembro de 2012 apresenta um comportamento dentro dos parâmetros normais relativamente à quantidade de energia negociada correspondente a cada preço de mercado. As horas com maior e menor quantidade de energia negociada são as horas 6 e 22 respetivamente. À hora 6 está associada uma energia negociada de 22754,20 MWh, de 22524,15 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 21928,04 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais alto de energia negociada para este dia foi referente à hora 22 com 33914,60 MWh com a elasticidade inicial da carga, 33515,13 MWh para um aumento de 20% e 32434,53 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e de venda referentes às horas 3 e 11 do dia 6 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.55.

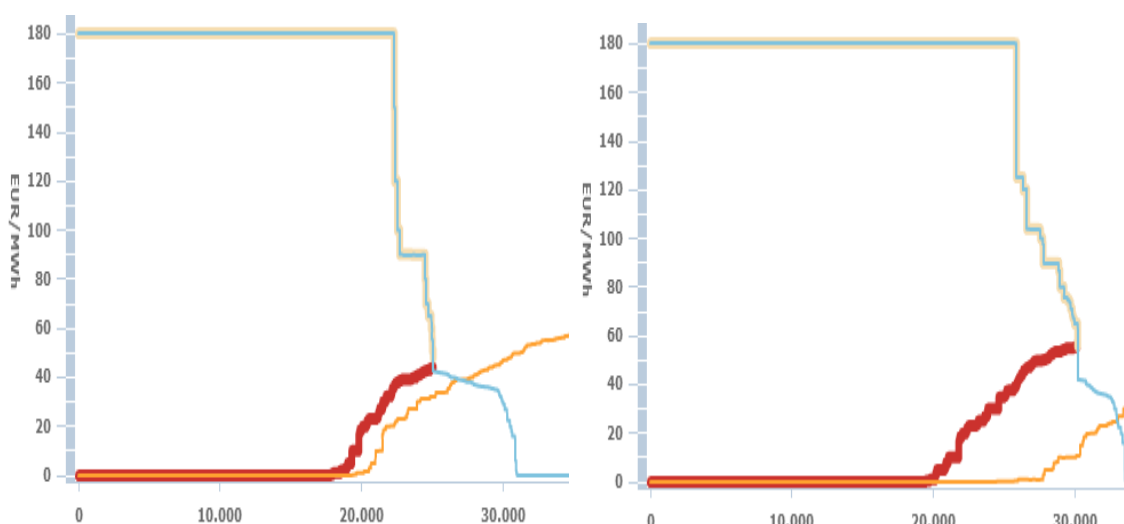


Figura 5.55 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 3 e 11 do dia 06/12/2012.

5.3.7 - Dia 7 de dezembro de 2012

A Tabela 5.14 apresenta os valores do preço de mercado obtidos para cada uma das 24h do dia 7 de dezembro de 2012 considerando as aproximações lineares às curvas das ofertas de compra e de venda (coluna 2) e, em seguida, nas colunas 3 a 7 os valores obtidos admitindo as variações percentuais indicadas no declive da aproximação linear da curva das ofertas de compra. Os resultados das colunas 3 a 7 foram obtidos admitindo que a aproximação linear da curva das ofertas de venda não se alterava. Por outro lado, e para visualizar as alterações dos preços de mercado, a Figura 5.56 apresenta a evolução horária dos preços correspondentes aos valores das colunas 2,4 e 7 da Tabela 5.4.

Tabela 5.14 - Impacto da elasticidade da carga no dia 07/12/2012.

Hora	Preço de Mercado (€/MWh)	Preço (-10%) (€/MWh)	Preço (-20%) (€/MWh)	Preço (-30%) (€/MWh)	Preço (-40%) (€/MWh)	Preço (-50%) (€/MWh)
1	49,90	49,08	48,08	46,87	45,33	43,35
2	43,00	42,11	41,06	39,77	38,18	36,15
3	37,90	36,93	35,79	34,42	32,75	30,66
4	35,40	34,52	33,48	32,23	30,70	28,79
5	35,40	34,58	33,60	32,42	30,98	29,16
6	40,00	39,17	38,18	36,97	35,48	33,58
7	47,27	46,29	45,11	43,69	41,92	39,68
8	55,41	54,55	53,52	52,24	50,64	48,55
9	55,41	54,48	53,36	51,98	50,26	48,02
10	60,00	59,01	57,81	56,35	54,50	52,11
11	58,01	57,11	56,01	54,67	52,97	50,77
12	57,50	56,61	55,55	54,23	52,57	50,41
13	58,00	57,17	56,16	54,92	53,35	51,29
14	58,50	57,68	56,68	55,44	53,88	51,83
15	58,00	57,20	56,24	55,04	53,53	51,54
16	55,00	54,22	53,27	52,09	50,61	48,67
17	54,35	53,64	52,78	51,72	50,36	48,58
18	54,55	53,83	52,95	51,86	50,48	48,67
19	56,20	55,49	54,63	53,56	52,20	50,41
20	58,00	57,28	56,41	55,32	53,94	52,11
21	56,20	55,53	54,72	53,72	52,43	50,73
22	55,41	54,76	53,96	52,97	51,70	50,03
23	53,00	52,30	51,45	50,40	49,06	47,30
24	50,99	50,21	49,28	48,12	46,67	44,77
Média	51,81	50,99	50,00	48,79	47,27	45,30

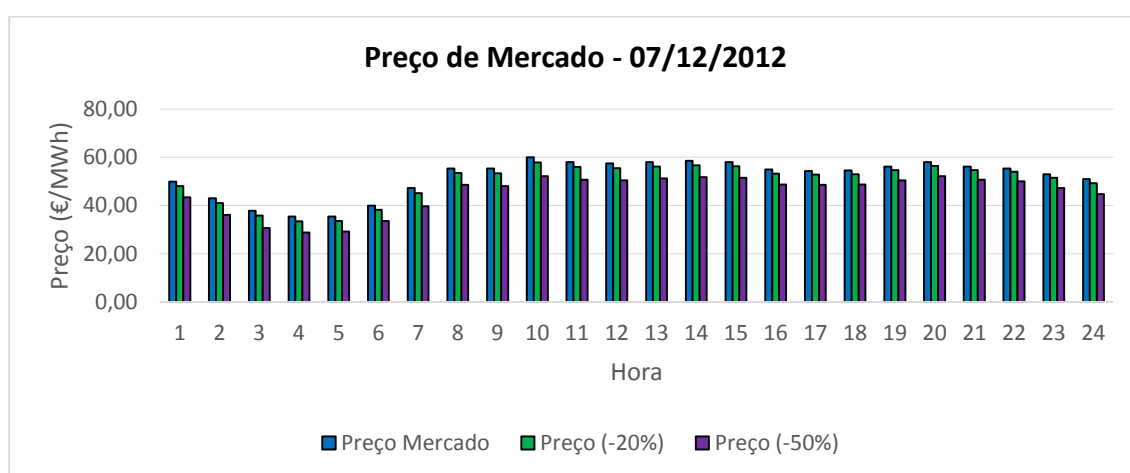


Figura 5.56 - Preços de mercado inicial e com alterações de 20% e 50% na elasticidade da carga no dia 07/12/2012.

Analisando a Figura 5.56 verifica-se que no dia 7 de dezembro de 2012, o preço de mercado apresentou um comportamento dentro dos padrões normais observados até à data. Os menores valores ocorreram na madrugada com valores ligeiramente superiores nas primeiras horas e inferiores, como sempre, nas horas 4 e 5. O valor mais baixo de preço de mercado foi portanto obtido para a hora 4 com um valor de 35,40 €/MWh, 33,48 €/MWh para um aumento de 20% da elasticidade da carga e de 28,79 €/MWh para um aumento de 50%. Relativamente ao preço de mercado mais elevado para o dia 7 de dezembro foi desta vez correspondente à hora 10, atingindo o valor de 60,00 €/MWh. Para essa hora e na presença de um aumento de 20% na elasticidade da carga obteve-se 57,81 €/MWh e 52,11 €/MWh para um aumento de 50%.

A diferença observada entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com a variação de 50% encontra-se representado na Figura 5.57.

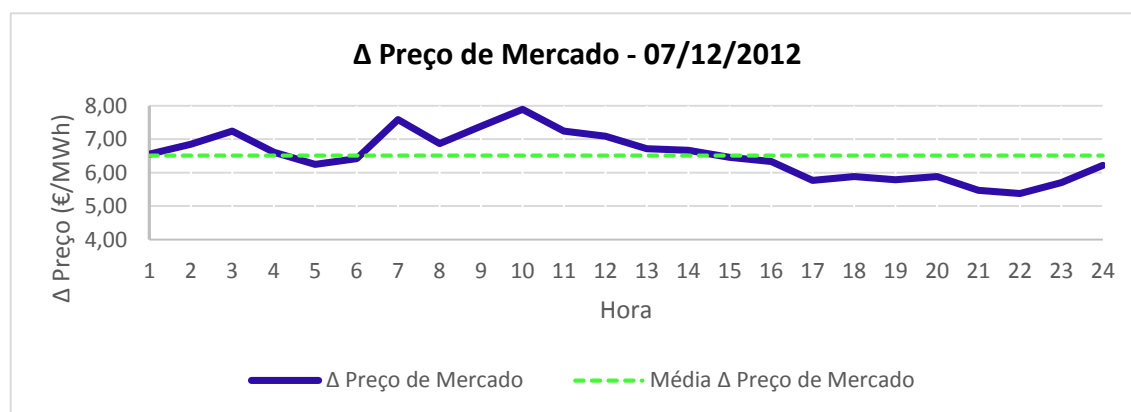


Figura 5.57 - Diferença entre preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para o dia 07/12/2012.

Com base na análise da Figura 5.57 pode-se afirmar que o impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga, representado pela diferença entre o preço de mercado inicial e final foi também relativamente constante. A menor diferença foi observada para a hora 22 em que a diferença entre o preço inicial e final foi de 5,38 €/MWh. Relativamente ao maior valor obtido, tal como para o preço de mercado, foi referente à hora 10 com um valor de 7,89 €/MWh. O valor médio da variação do preço no dia 7 de dezembro foi de 6,51 €/MWh, o maior de todos os analisados.

O comportamento da energia negociada correspondente a cada preço de mercado assim como para as variações de 20 e 50% relativo ao dia 7 de dezembro de 2012 encontra-se representado na Figura 5.58.

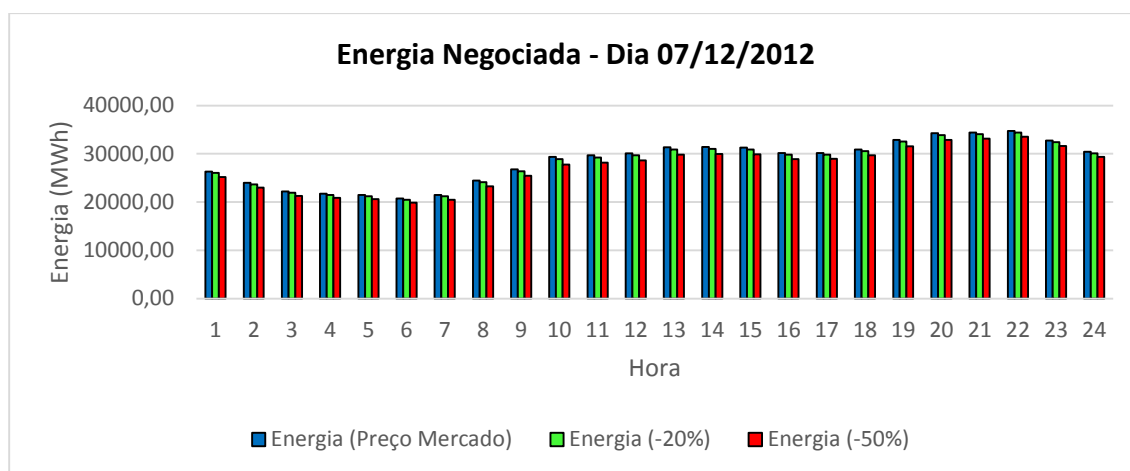


Figura 5.58 - Energia negociada e variações de 20% e 50% para o dia 07/12/2012.

Como se pode observar pela Figura 5.58, o dia 7 de dezembro de 2012 apresenta um comportamento dentro dos parâmetros normais relativamente à quantidade de energia negociada correspondente a cada preço de mercado. As horas com maior e menor quantidade de energia negociada são as horas 6 e 22 respetivamente. As primeiras horas, que correspondem ao período da madrugada tem menores valores de energia negociada que aumentam a partir da hora 9 até ao fim do dia. À hora 6 está associada uma energia negociada de 22729,80 MWh, de 20493,08 MWh para um aumento de 20% na elasticidade da carga e 19896,91 MWh para um aumento de 50%. Por sua vez o valor mais alto de energia negociada para este dia foi mais uma vez referente à hora 22 com 34749,00 MWh com a elasticidade inicial da curva das compras, 34421,63 MWh para um aumento de 20% e 33534,85 MWh para um aumento de 50%.

Foram retiradas do Operador do Mercado as curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 22 do dia 7 de dezembro de 2012, que se encontram apresentadas na Figura 5.59.

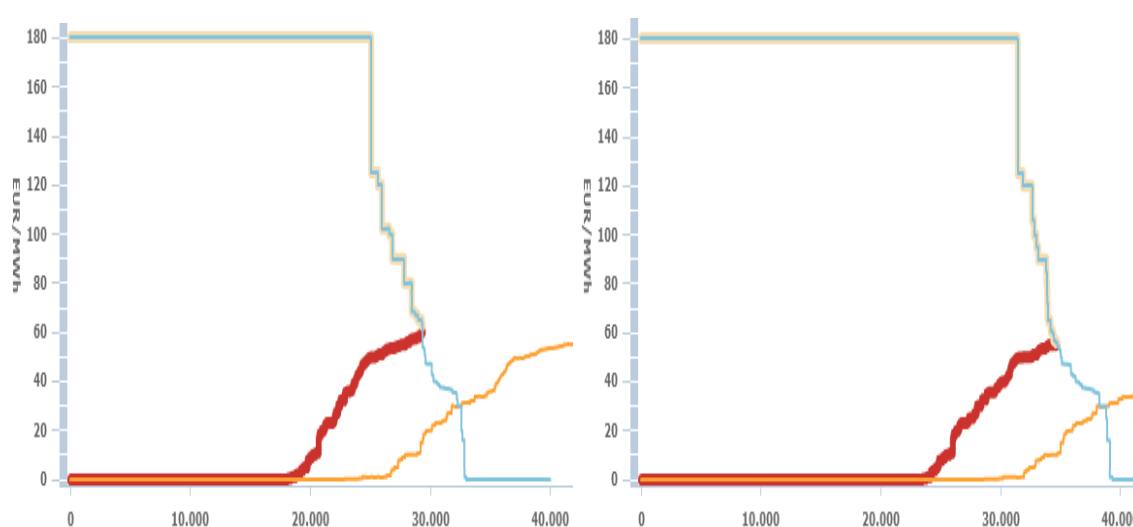


Figura 5.59 - Curvas agregadas de compra e venda referentes às horas 10 e 22 do dia 07/12/2012.

5.4 - Preço Médio de Mercado - Julho

De modo a obter valores que traduzissem o comportamento geral e tendência do preço de mercado, optou-se por representar graficamente os valores médios estimados para o preço de mercado. A Figura 5.60 apresenta a evolução do valor médio para cada hora do mês de julho de 2012 dos preços de mercado sem e com o aumento de 20 e 50% da elasticidade da carga.

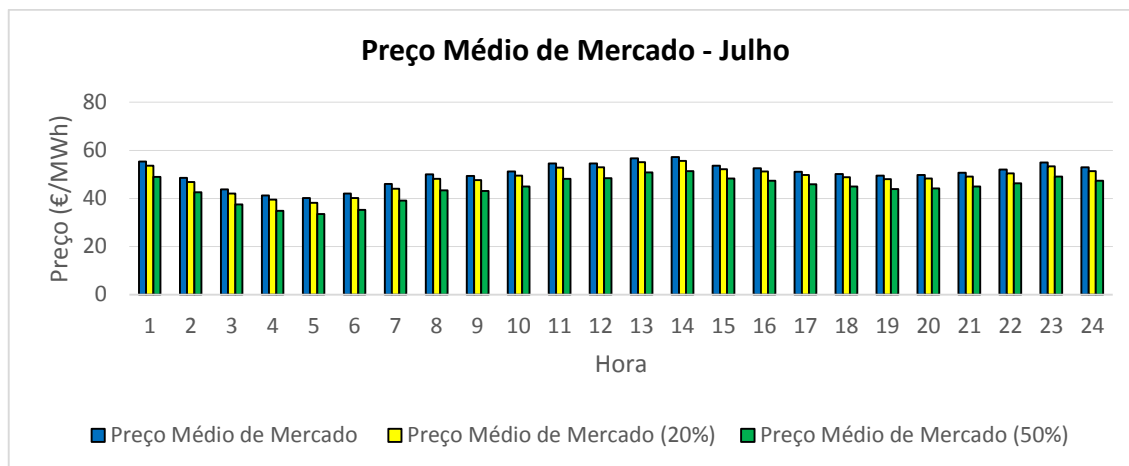


Figura 5.60 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada hora do mês de julho de 2012.

Analisando a Figura 5.60 observa-se que para o mês de julho os valores médios atingidos pelo preço de mercado seguem um padrão idêntico ao que se tem analisado anteriormente, ou seja, os menores valores foram obtidos para a madrugada em especial para as horas 4, 5 e 6 e os maiores valores para as horas 13 e 14.

As diferenças provocadas pelo aumento da elasticidade da curva de compras referente aos valores médios de cada hora do mês de julho, considerando a variação de 50% da elasticidade da carga, encontram-se representadas na Figura 5.61.

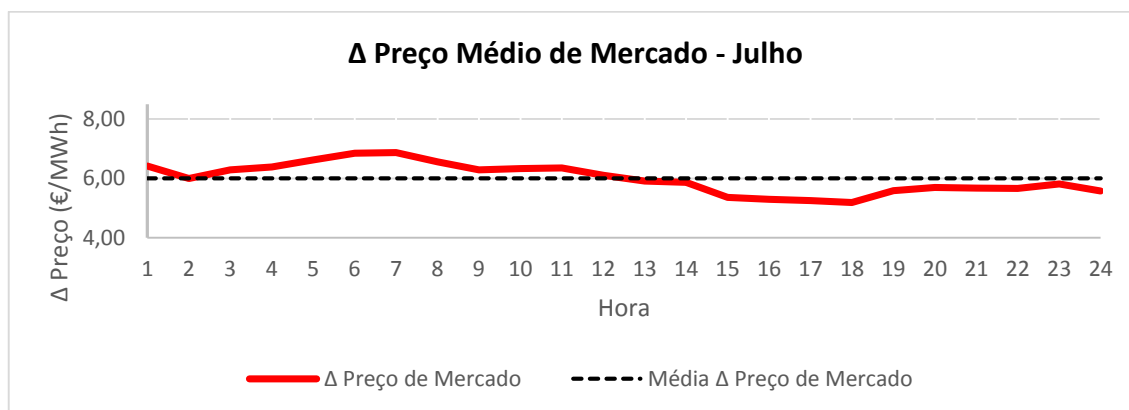


Figura 5.61 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada hora do mês de julho de 2012.

Como se pode verificar pela Figura 5.61 a diferença entre o valor final e inicial referente aos valores médios não apresentam variações significativas. As maiores diferenças observadas para este mês, ou seja, as horas em que o impacto do aumento da elasticidade da carga foi maior, são relativas à hora 7 com um valor de 6,87 €/MWh. O valor médio obtido foi de 6,00 €/MWh. Por outro lado, não existe uma relação direta entre o valor desta diferença de preços e o valor do próprio preço de mercado. Assim, por exemplo para a hora em que se verifica maior diferença, ou seja a hora 7, o preço médio de mercado correspondente foi relativamente baixo.

Para observar o comportamento do preço de mercado para cada dia, foram analisados os valores médios do preço de mercado para cada dia do mês de julho, cuja representação gráfica está presente na Figura 5.62.

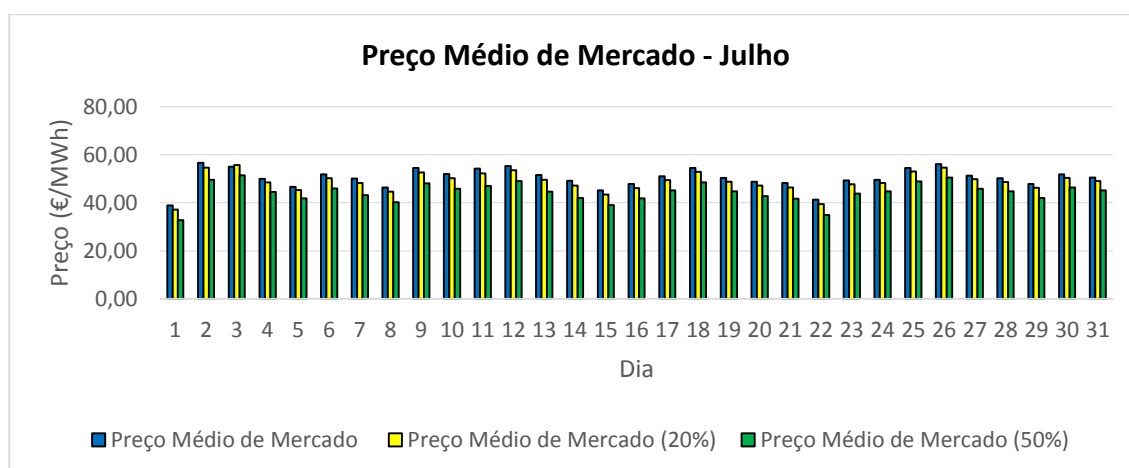


Figura 5.62 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada dia do mês de julho de 2012.

O preço de mercado para o mês de julho apresentou algumas variações tal como se pode verificar na Figura 5.62. Os dias em que se verificou menor e maior valor do preço médio de mercado foram respetivamente os dias 1 e 2. O dia 12 teve também um preço médio de mercado elevado, tal como o dia 18 e o dia 26. Os menores preços médios de mercado foram tal como seria de esperar nos domingos onde as cargas a alimentar são mais reduzidas.

As diferenças provocadas pelo aumento da elasticidade da carga referente aos valores médios de cada dia do mês de julho encontram-se representadas na Figura 5.63.

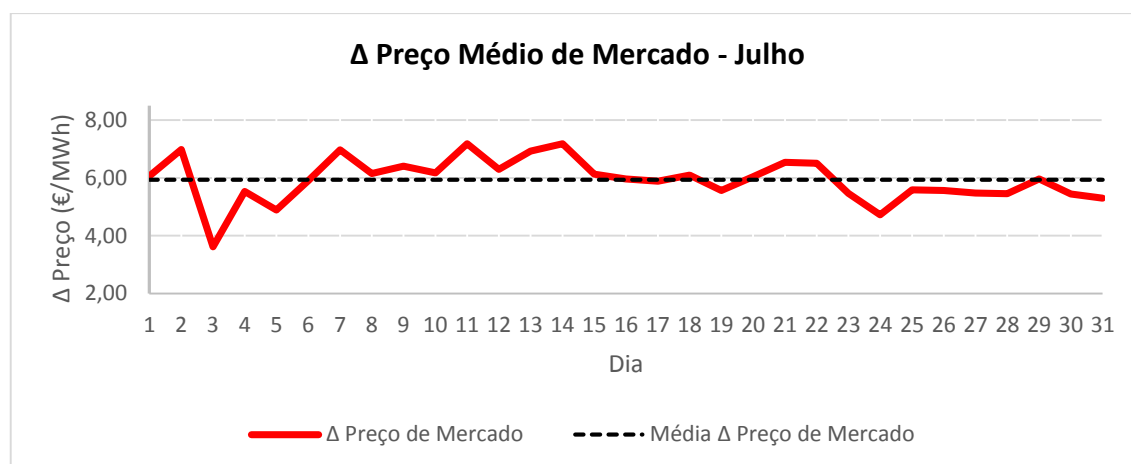


Figura 5.63 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada dia do mês de julho de 2012.

Através da *Figura 5.63* verifica-se que o menor valor obtido foi referente ao dia 3 com um valor de 3,61 €/MWh, enquanto a maior diferença foi obtida para o dia 14 com um valor médio de 7,18 €/MWh, concluindo então que para o mês de julho, o dia onde se verificou maior impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga foi de facto no dia 14.

5.5 - Preço Médio de Mercado - Dezembro

Uma vez já analisados os valores médios referentes ao mês representativo do verão, julho, é tempo de observar o comportamento do preço de mercado relativamente ao mês de dezembro de 2012. Dessa forma, para estudar o comportamento geral e tendência do preço de mercado, optou-se por representar graficamente os valores médios apresentados pelo preço de mercado também cada hora do mês de dezembro. A *Figura 5.64* representa a média para cada hora dos preços de mercado sem e com o aumento de 20 e 50% da elasticidade da carga.

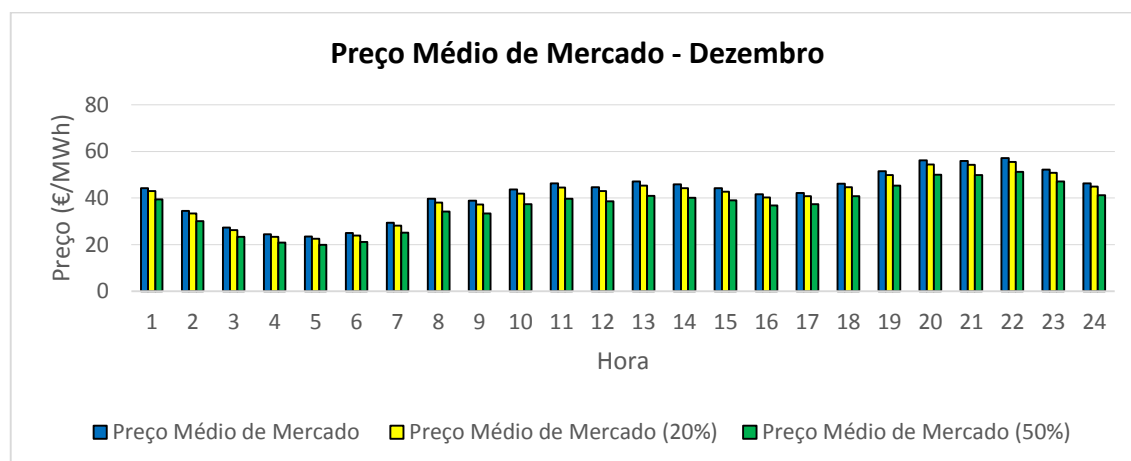


Figura 5.64 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada hora do mês de dezembro de 2012.

Observando a Figura 5.64 constata-se que os valores médios obtidos para cada hora são substancialmente inferiores aos obtidos para julho. As horas com menores valores de preço de mercado em dezembro foram as horas verificadas em praticamente todos os casos estudados para esse mês, ou seja, hora 4, 5 e 6 com valores a rondar os 22 € /MWh no período da madrugada. Os maiores preços de mercado obtiveram-se para a hora 22, atingindo um valor médio a rondar os 60 €/MWh.

As diferenças provocadas pelo aumento da elasticidade da carga referente aos valores médios de cada hora do mês de dezembro encontram-se representadas na Figura 5.65.

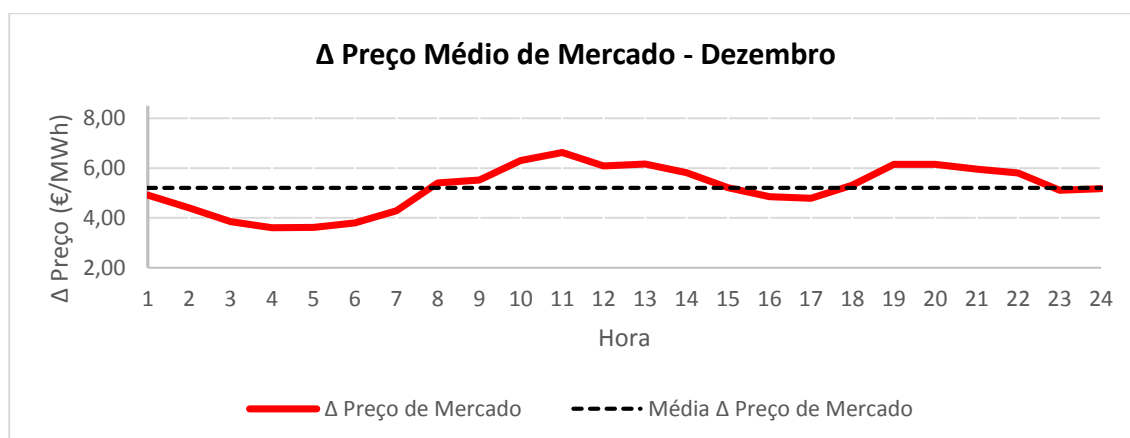


Figura 5.65 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada hora do mês de dezembro de 2012.

Com base nos valores médios obtidos para a diferença entre o preço de mercado inicial e o preço de mercado com um aumento de 50% da elasticidade da carga e o padrão seguido pelo preço de mercado para cada hora, pode-se afirmar que para dezembro há uma relação praticamente linear entre eles. Mesmo assim, o maior valor obtido é referente a hora 11 com um valor de 6,62 €/MWh, sendo que para essa hora não se verifica o valor médio mais elevado do preço de mercado. A hora 11 representa portanto a hora em que o impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga foi maior. Por sua vez, a hora para o qual esse impacto foi menor foi a hora 4, com apenas 3,61 €/MWh e o valor médio obtido para a globalidade do mês foi de 5,21 €/MWh.

De forma observar o comportamento do preço de mercado para cada dia, foram analisados os valores médios do preço de mercado para cada dia do mês de dezembro, cuja representação gráfica está presente na Figura 5.66.

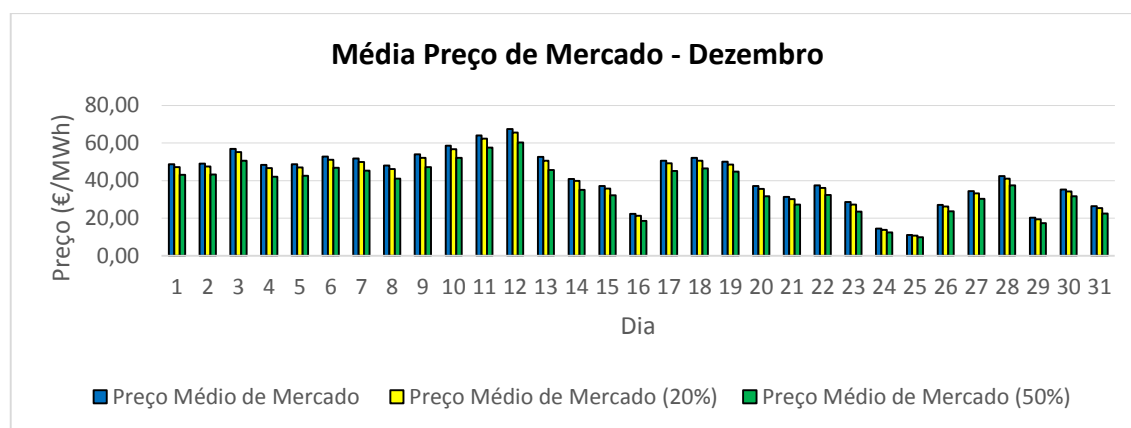


Figura 5.66 - Média do preço de mercado e variações de 20% e 50% para cada dia do mês de dezembro de 2012.

O preço de mercado para o mês de dezembro teve um comportamento muito inconstante tal como se pode verificar na Figura 5.66. Os valores médios extremamente reduzidos observados devem-se em grande parte à existência de horas com valores perto de 0 €/MWh para as horas referentes à madrugada. Essa situação ocorreu essencialmente nos dias 16, 24, 25 e 29 de dezembro em que os preços de mercado foram praticamente sempre inferiores a 20 €/MWh e representam domingos e época natalícia. O dia com maiores valores de preço de mercado foi dia 12 de dezembro com um valor médio superior a 65€/MWh.

As diferenças provocadas pelo aumento da elasticidade da curva de compras referente aos valores médios de cada dia do mês de dezembro encontram-se representadas na Figura 5.67.

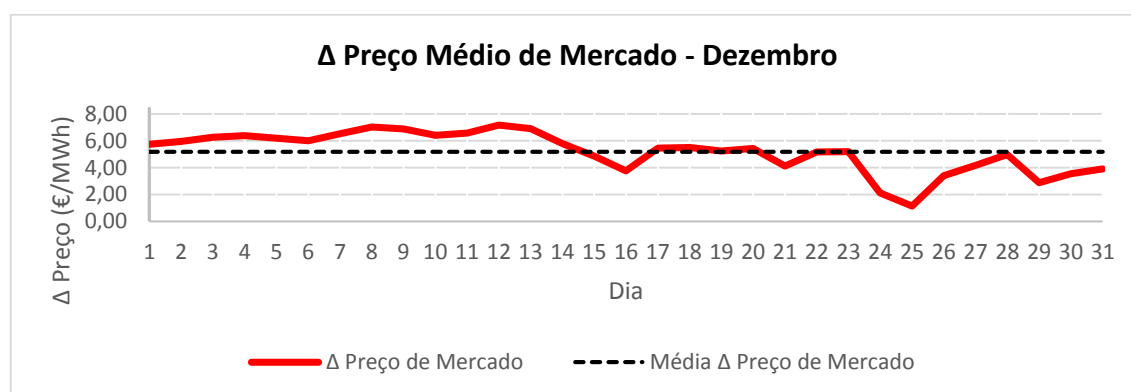


Figura 5.67 - Diferença entre valores médios do preço de mercado com elasticidade inicial e aumento de 50% para cada dia do mês de dezembro de 2012.

Através da Figura 5.67 verifica-se que o menor valor obtido foi referente ao dia 25 com uma diferença de apenas 1,14 €/MWh entre o valor médio do preço de mercado inicial e o valor médio do preço de mercado final. A maior diferença foi obtida para ao dia 12 com um valor médio de 7,16 €/MWh. Portanto no mês de dezembro, o dia em que se verificou maior impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga foi o dia 12.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 - Síntese e conclusões

Até à década de 80 do século XX, o setor elétrico possuía uma estrutura verticalmente integrada, caracterizada pela existência duma empresa responsável pelas atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica aos consumidores.

Nos anos 80 verificou-se uma tendência progressiva de desverticalização do modelo referido, procedendo-se à liberalização das atividades de produção e de comercialização para, dessa forma, existir um mercado concorrente e inexistente até à altura.

Surgiu entretanto a PRE, conceito que abrange produção de energia elétrica através de energias renováveis ou de cogeração. Estas formas de energia desempenham um papel fundamental no setor elétrico, pois apresentam prioridade de despacho em relação às centrais convencionais. Dessa forma, a sua inclusão permitiu estabelecer preços de mercado consideravelmente mais baixos uma vez que a PRE é paga atualmente em Portugal recorrendo a tarifas subsidiadas mas o valor da sua produção é considerado no processo de formação da curva das vendas afetando desta forma o preço de mercado.

Posteriormente foram criados mercados regionais, ou seja, mercados que agregassem setores elétricos de 2 ou mais países. Portugal e Espanha seguiram essa tendência e tomaram a iniciativa de criar o MIBEL, cuja data de entrada em funcionamento remete para o ano de 2007.

O estudo efetuado nesta dissertação incidiu sobre dois meses distintos do ano de 2012, julho e dezembro. O primeiro com o objetivo de retratar o comportamento observado num mês de verão e o segundo o mês que demonstrasse o comportamento dum mês de inverno. Como cada mês possui 31 dias a análise minuciosa para cada dia em particular tornava-se inexequível, pelo

que foi analisado cada dia referente à primeira semana de cada mês. Neste período de tempo foi observado o valor do preço de mercado para cada hora do dia, a energia negociada e o impacto que o aumento efetuado na elasticidade da carga provocava no preço de mercado. De forma a ter uma ideia geral sobre o comportamento de todo o mês efetuou-se o estudo do mês recorrendo aos valores médios obtidos tanto para cada dia como para cada hora desse mês.

Em relação ao mês de julho, verificou-se que os valores de preço de mercado não se alteraram de forma substancial, ou seja, preços de mercado inferiores para a madrugada, em especial para a hora 4, 5 e 6 com valores médios aproximados de 40 €/MWh e superiores para horas de pleno dia, em especial a hora 13 14, com preços médios de mercado de perto de 60 €/MWh. Os dias que apresentaram maiores preços de mercado foram os dias 2, 3, 12, 18 e 26 com uma média perto dos 60 €/MWh. Os menores preços de mercado foram observados para o dia 1 e 22 com valores em média a rondar os 40 €/MWh. Relativamente ao principal objetivo de estudo, o impacto no preço de mercado causado pelo aumento da elasticidade da carga ou procura, conclui-se que apresenta uma tendência para seguir o padrão identificado para o preço de mercado, ou seja, quanto maior o preço de mercado, maior o impacto e vice-versa. Contudo, verificou-se que esta relação não é linear, pois o impacto da variação introduzida tem em conta fatores como a quantidade de propostas de venda e compra e o declive de cada uma das curvas, condições que definem o impacto maior ou menor no preço de mercado. Existem portanto algumas exceções ao longo do dia. Dessa forma, para o mês de julho, a hora em que se verificou maior impacto foi a hora 7 e a hora com menor impacto foi a hora 18. Já os dias em que se obtiveram maiores impactos foram o dia 2, 7, 11, 14 e 21, em especial o dia 14 onde o aumento da elasticidade da carga compras teve um impacto ligeiramente superior. O menor valor observado correspondeu ao dia 3.

Em relação ao mês de dezembro, verificou-se um comportamento bastante diferente do referido para o mês de julho. Relativamente à média para cada hora dos preços de mercado observou-se que tal como em julho os menores valores surgiram de madrugada, em especial para as horas 4, 5 e 6 com valores médios aproximados de 20 €/MWh e superiores para horas de pleno dia, em especial as horas 20, 21 e 22, com preços médios de mercado de perto de 60 €/MWh. Verifica-se portanto um preço médio de mercado mínimo correspondente a aproximadamente metade dos valores observados para julho. Os dias que apresentaram maiores preços de mercado foram os dias 3, 10, 11 e 12 com uma média perto dos 60 €/MWh, ultrapassando mesmo esse valor para o dia 12. Os menores preços de mercado foram observados para o dia 24 e 25 com valores médios inferiores a 15 €/MWh, havendo várias outras horas com preços relativamente baixos em relação ao resto do mês. Este facto deveu-se em grande parte, à ocorrência de preços de mercado praticados para as horas referentes à madrugada, com valores a rondar 1 €/MWh para esses dias.

Relativamente ao impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga no preço de mercado, as horas 11, 20 e 21 correspondem às horas em que esse impacto foi maior e as horas 4 e 5 onde foi menor. Os dias de dezembro em que se observou um maior impacto no preço de mercado, foram o dia 8 e 12, em especial para o dia 12 em que o aumento da elasticidade da carga teve um impacto ligeiramente superior. O menor valor observado correspondeu ao dia 25.

Neste sentido, constata-se que os preços de mercado obtidos para o mês de dezembro sofreram mais alterações do que os obtidos para o mês de julho. Relativamente ao impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga, este proporcionará sempre uma redução de preço, com maior ou menor impacto tendo em conta fatores como a quantidade de propostas de venda e o declive de cada uma das curvas, neste caso em específico, o declive apresentado pela reta que aproxima a curva das compras. Verifica-se também que o impacto causado pelo aumento da elasticidade da carga segue o comportamento apresentado pelo preço de mercado, ou seja, por norma é mais significativo quando o preço de mercado inicial é mais elevado e vice-versa. Este aumento da elasticidade da procura implica uma maior sensibilidade a variações de preço que se traduzem numa redução da quantidade de energia procurada caso exista um aumento de preço. A inelasticidade presente na procura poderá ser no futuro reduzida com a instalação de equipamentos de armazenamento e de microprodução reduzindo a dependência das cargas em relação aos meios atuais de produção. Finalmente, assinala-se que as variações de preço foram apresentadas em termos de valores absolutos em €/MWh podendo ser mais conveniente realizar esta análise considerando valores relativos.

6.2 - Trabalhos futuros

De forma a melhorar a metodologia utilizada neste estudo é importante tornar o processo de recolha de dados mais automatizado, uma vez que a recolha de dados efetuada no *site* do Operador de Mercado implica transferir individualmente o ficheiro relativo a cada hora do dia para todos os dias de cada mês. O processo é moroso pois implica depois da transferência de todas as horas construir um ficheiro único, necessitando por isso de copiar hora a hora até se obter um ficheiro respeitante, por exemplo, a uma semana de análise.

Em relação às horas em que ocorre *Market Splitting*, apenas são consideradas os valores para Portugal o que acaba por exercer influência nos valores médios obtidos. De forma a tornar o processo mais completo, poderão ser introduzidos nos dados iniciais os valores referentes a Espanha e para análise dos preços de mercado médio específico para essa hora, efetuar uma média dos valores obtidos entre os dois países.

Por fim, o período de análise poderá ser alargado e poderá ser comparado ao mesmo período de tempo para um ano mais recente, de forma a estudar a evolução obtida.

A finalizar este trabalho agradece-se de novo à EDP Produção pela proposta deste trabalho e pelo acompanhamento e discussões que tiveram lugar ao longo do seu desenvolvimento

Referências

[1] J.P. Tomé Saraiva, J.L.P Pereira da Silva, M.T Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUPedições, 2012.

[2] COMUNICAÇÃO DA COMISSÃO RELATIVA À METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS AUXÍLIOS ESTATAIS LIGADOS A CUSTOS OCIOSOS.URL: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_pt.pdf

[3] Luís Braga da Cruz,” A liberalização do sector da energia, o mibel (mercado ibérico de electricidade) e o omip (operador do mercado ibérico de energia - pólo português)”.

[4] Hermínio Moreira, “A experiência europeia e ibérica de integração de mercados de energia eléctrica”, Março 2011.

[5] J.P. Sucena Paiva, “Redes de energia eléctrica, uma análise sistémica”, 2ª Edição, IST Press, 2007.

[6] Ricardo Faria, ” Previsão das estratégias competitivas dos produtores de energia eléctrica no mibel”, Outubro 2012. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

[7] Portugal Global. O sector eléctrico. URL: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>. Acesso em 24/03/2014.

[8] J.P.Tomé Saraiva, “ O Sistema Elétrico Nacional - Regulação e Tarifas; Perspetivas de evolução e desafios”

[9] M. Gomes, “Novos Mecanismos de Mercado de Energia Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos”, Tese submetida para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Janeiro de 2007.

[10] EDP. Sistema Elétrico Português. URL: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>. Acesso em 24/03/2014.

[11] REN. O sector eléctrico. URL: https://www.ren.pt/o_que_fazemos/electricidade/o_setor_eletrico/. Acesso em 24/03/2014.

[12] IST. Breve caracterização do sistema eléctrico nacional. URL: https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/288542/1/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf. Acesso em 25/03/2014.

[13] EDP. Espanha. URL: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaodeelectricidade/Pages/DistribuiacaoES.aspx>. Acesso em 25/03/2014.

[14] IPraça, "Agentes Inteligentes aplicados aos Mercados de Energia", 9 de Março de 2007.

[15] EDP. Comercialização. URL: http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/comercializacao/Pages/default_new.aspx. Acesso em 25/03/2014.

[16] P. Silva, "O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e perspectivas," Imprensa da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2007.

[17] C. Silva, "Análise Estatística dos Resultados do Mercado Ibérico de Eletricidade no ano de 2010", Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, FEUP, Porto, Junho de 2011.

[18] Carlos Cardoso, "A Interligação Eléctrica entre Portugal e Espanha", Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, IST, Lisboa, Dezembro 2011

[19] EDP. Sistema Eléctrico Espanhol. URL: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoespanhol/Pages/SistElectES.aspx>. Acesso em 30/03/2014.

[20] F. Saraiva, "O MIBEL: Os Impactos do Mercado Ibérico", Escola de Gestão do Porto, 7 de Julho de 2005.

[21] MIBEL. Construção e Desenvolvimento. URL: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=37&relcategoria=1027&idpag=68>. Acesso em 30/03/2014.

[22] MIBEL. MIBEL. URL: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>. Acesso em 01/04/2014.

[23] J.C.L. de Sousa, "Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de Fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012", Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, junho de 2013.

[24] OMIP. MIBEL. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 03/04/2014.

[25] ERSE. Contratação. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Paginas/default.aspx>. Acesso em 03/04/2014.

Referências

- [26] OMIP. Perfil OMIP. URL: <http://www.omip.pt/OMIP/Perfil/tabid/63/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 07/04/2014.
- [27] OMIP. Princípios gerais do mercado de derivados do MIBEL. URL: <http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx>. Acesso em 07/04/2014.
- [28] ERSE. Mercado a Prazo. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. Acesso em 07/04/2014.
- [29] OMEL. Mercado Diário. URL: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-diario>. Acesso em 12/04/2014.
- [30] ERSE. Mercado Diário. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. Acesso em 12/04/2014.
- [31] OMEL. Mercado Intradiário. URL: <http://www.omel.es/pt/principal/mercados-e-productos/mercado-da-electricidade/diario-e-intradiario/mercado-intradiario>. Acesso em 12/04/2014.
- [32] Jorge A. M. de Sousa, “Gestão de Congestionamentos nas Interligações em Mercados de Energia Eléctrica”. URL: <http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/>. Acesso em 16/04/2014.
- [33] CMVM, ERSE, CNMV, CNE. Mecanismo conjunto de gestão a prazo da interligação Espanha-Portugal. URL: <http://www.cmvm.pt/CMVM/Cooperacao%20Internac014ional/Conselho%20Reguladores%20Mibel/Documents/GestaoPrazo.pdf>. Acesso em 16/04/2014.
- [34] ERSE. Serviços de Sistema. URL: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx>. Acesso em 17/04/2014.
- [35] Material de apoio Microeconomia, ISEG. URL: <http://www.iseg.utl.pt/disciplinas/licenciaturas/intromicro/parte2cap4.pdf>. Acesso em 24/04/2014
- [36] Elasticidades da Procura e da Oferta, Miguel Neves Matias. URL: <http://mnmatias.planetaclix.pt/elasticidades.PDF>. Acesso em 24/04/2014

